

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
В.А. Попов
« » 20 р

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромехані-
ка»

спеціалізації Енергетичний менеджмент та енергоефективність

на тему: «Оцінювання впливу відновлювальних джерел енергії на формуван-
ня вартісних показників електричної енергії на оптовому ринку»

Виконав (-ла): студент (-ка) VI курсу, групи ОН-71мп

Сергєєв Максим Федорович _____

Науковий керівник к.т.н., ст.вик., Веремійчук Ю.А. _____

Консультант нормоконтроль ас. Прокопенко І.Д. _____

Рецензент д.т.н., проф. Розен В.П. _____

Засвідчую, що у цій магістерській ди-
сертації немає запозичень з праць інших ав-
торів без відповідних посилань.

Студент (-ка) _____

Київ – 2018 року
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Енергетичний менеджмент та енергоефективність»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Науковий керівник кафедри

_____ С.П. Денисюк

«__» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

Сергєєву Максиму Федоровичу

1. Тема дисертації «Оцінювання впливу відновлювальних джерел енергії на формування вартісних показників електричної енергії на оптовому ринку»

науковий керівник дисертації к.т.н., ст.вик., Веремійчук Ю.А.

затверджені наказом по університету від «05» листопада 2018 р. № 4089-с

2. Термін подання студентом дисертації 10 грудня 2018 року

3. Об'єкт дослідження: вплив на процес формування тарифів на електричну енергію в Україні.

4. Вихідні дані: статистичні дані: Національної комісії, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), міжнародних організацій у сфері енергетики, профільних асоціацій та інжинірингових компаній у галузі ВЕ, а також наукові праці вітчизняних та зарубіжних вчених

5. Перелік завдань, які потрібно розробити:

– Узагальнити європейський досвід розвитку ринкових механізмів впливу на режими роботи ВДЕ і з'ясування можливостей його застосування в Україні;

– Провести аналіз розвитку сфери ВДЕ та їх вплив режимів роботи/генерації на формування балансу електроенергії в ОЕС України

– Оцінити підходи формування тарифів на електроенергію при збільшенні генерації з ВДЕ

– Розробити стартап-проект за результатами дослідження.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: презентація

7. Орієнтовний перелік публікацій: доповідь, що опублікована в збірнику матеріалів I Науково-технічної конференції магістрантів ІЕЕ, присвяченій 120-річчю КПІ Зм.. Ігоря Сікорського 21 листопада 2018 року.

8. Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль

ас. Прокопенко І.Д.

9. Дата видачі завдання _____ 18 квітня 2018 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примітка
1	Робота над першим розділом	28.10.18-10.11.18	Вик.
2	Робота над другим розділом	12.11.18-20.11.18	Вик.
3	Робота над третім розділом	22.11.18-28.11.18	Вик.
4.	Розробка стартап проекту	28.11.18-30.11.18	Вик.
5.	Оформлення дисертації	01.12.18-02.12.18	Вик.
6.	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування	03.12.18-07.12.18	Вик.
7.	Передзахист МД	10.12.18-14.12.18	Вик.
8.	Захист дисертації	17.12.18-20.12.18	Вик.

Студент

(підпис)

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Структура і обсяг роботи. Магістерська дисертація на тему: «Оцінювання впливу відновлювальних джерел енергії на формування вартісних показників електричної енергії на оптовому ринку» складається із вступу, 4 розділів, висновків та переліку використаних джерел. Загальний обсяг роботи складає 107 сторінок основного тексту, в тому числі 25 рисунків, 23 таблиць та 44 бібліографічних на- йменувань за переліком посилань.

Актуальність теми. Формування високотехнологічної та конкурентоспро- можної економіки значною мірою обумовлено станом паливно-енергетичного комплексу (ПЕК), який сьогодні потребує нагального реформування. Подолання кризових явищ, пов'язаних із вичерпністю запасів органічних енергоресурсів, залежністю від їх імпорту, збільшенням техногенного навантаження енергетики на навколишнє природне середовище, можливе за рахунок збільшення в енергоба- лансі країни частки енергії, згенерованої з відновлювальних джерел енергії (ВДЕ).

Розвиток відновлюваної енергетики є безповоротним, актуальним, безаль- тернативним процесом в Україні. З одного боку, в країні не вистачає викопних первинних енергоносіїв, що зумовлює її енергетичну залежність від інших країн. З іншого – Україна має значний енергетичний потенціал для розвитку відновлю- ваних джерел . Основним джерелом електроенергії в Україні є "традиційні" станції (АЕС, ТЕС, потужні ГЕС).

Однак, гостро постала проблема оцінки впливу розвитку відновлюваної енергетики як на ціну електричної енергії так і на стан енергетичної системи в цілому.

Разом з тим, враховуючи значну кількість робіт закордонних та вітчизняних вчених за напрямком дослідження, проблема оцінювання впливу розвитку ВДЕ є актуальною задачею для електроенергетики країни та складає напрям дослідження.

Метою магістерської дисертації є оцінювання впливу ВДЕ на формування структури ринкової ціни в Україні в умовах зростання їх частки в балансі виробітку електроенергії

Для досягнення зазначеної мети дослідження вирішувались наступні завдання:

- Узагальнити європейський досвід розвитку ринкових механізмів впливу на режими роботи ВДЕ і з'ясування можливостей його застосування в Україні;
- Провести аналіз розвитку сфери ВДЕ та їх вплив режимів роботи/генерації на формування балансу електроенергії в ОЕС України
- Оцінити підходи формування тарифів на електроенергію при збільшенні генерації з ВДЕ
- Розробити стартап-проект за результатами дослідження.

Об'єктом дослідження є вплив на процес формування тарифів на електричну енергію в Україні

Предметом дослідження є методи визначення вартісних показників, як складових формування роздрібних тарифів на електроенергію.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань у дисертаційній роботі була використана низка як загальнонаукових, так і специфічних методів та підходів, зокрема: абстрактно-логічний – при визначенні мети і завдань дисертаційного дослідження; аналітико-монографічний – при вивченні літературних джерел, законодавчих та нормативно-правових актів у сфері управління розвитком ВЕ; метод групування – при систематизації класифікації ВДЕ; факторний аналіз – при визначенні факторів, що впливають на розвиток ВЕ.

Інформаційну базу дослідження склали законодавчі та нормативно-правові акти органів державного управління у сфері ВЕ; офіційні статистичні дані: Національної комісії, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), міжнародних організацій у сфері енергетики, профільних

асоціацій та інжинірингових компаній у галузі ВЕ, а також наукові праці вітчизняних та зарубіжних вчених.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

Набули розвиток методичні підходи оцінювання впливу відновлюваних джерел енергії на формування структури ринкової ціни, які дають змогу врахувати особливості режимів їх роботи.

Практичне значення роботи. Визначення підходів формування складових тарифів з врахуванням збільшення частки ВДЕ в структурі балансу ОЕС України

Апробація результатів роботи відбулася на I Науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ, присвяченій 120-річчю КПІ ім. Ігоря Сікорського 21 листопада 2018 року.

Публікації: доповідь, що опублікована в збірнику матеріалів I Науково-технічної конференції магістрантів ІЕЕ, присвяченій 120-річчю КПІ ім. Ігоря Сікорського 21 листопада 2018 року.

Для виконання розрахунків у другому та третьому розділі магістерської дисертації використовувалось наступне програмне забезпечення: MS Word, MS Excel, MS PowerPoint, Mathtype, PVSYST.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ВІДНОВЛЮВАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА, ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, «ЗЕЛЕНИЙ» ТАРИФ, УПРАВЛІННЯ, РОЗВИТОК, ПРОГНОЗ, ОПТИМІЗАЦІЯ.

ABSTRACT

Structure and scope of work. Master's dissertation on "Assessment of the impact of renewable energy sources on the formation of cost indicators of electric energy in the wholesale market" consists of an introduction, 4 chapters, conclusions and a list of sources used. The total volume of work is 107 pages of the main text, including 25 figures, 23 tables and 44 bibliographic titles in the list of references.

Actuality of theme. The formation of a high-tech and competitive economy is largely due to the state of the fuel and energy complex (fuel and energy complex), which today needs urgent reform. The overcoming of the crisis phenomena associated with the exhaustion of stocks of organic energy resources, dependence on their imports, an increase in the technogenic load of energy to the environment, is possible due to an increase in the energy balance of the country of the share of energy generated from renewable energy sources (RES).

The development of renewable energy is irreversible, relevant, and no alternative process in Ukraine. On the one hand, the country lacks fossil primary energy, which determines its energy dependence on other countries. On the other hand, Ukraine has significant energy potential for the development of renewable sources. However, the problem of assessing the impact of renewable energy development on the price of electric energy and on the state of the energy system as a whole was acute.

The purpose of the master's dissertation is to determine the impact of the development of RES on the formation of the wholesale market price of electricity in Ukraine.

To achieve this goal, the following tasks were solved:

- Summarizing the European experience of developing market relations between the subjects of the electric power market and finding out the possibility of its application in Ukraine;
- Estimation of the formation of tariffs for electric power when increasing generation with RES;

- The projected calculation of the RES development in the structure of the UES generation in Ukraine is carried out;
- development of a startup project based on research results.

The object of the research is the process of formation of tariffs for electric energy in Ukraine

The subject of the study is the methods of determining the cost indicators, as components of the formation of retail electricity tariffs.

Research methods. To solve the problems in the dissertation, a number of general scientific and specific methods and approaches were used, in particular: abstract-logical - in determining the goals and objectives of the dissertation research; analytical and monographic - in the study of literary sources, legislative and regulatory acts in the field of development of VE; grouping method - when systematizing the classification of RES; factor analysis - in determining the factors that influence the development of VE.

The scientific novelty of the obtained results is as follows: Development and improvement of the mechanism of pricing and determination of cost indicators that will create a system of incentives for the subjects of power industry.

Practical value of work. The determination of the approaches to forming the components of the tariffs taking into account the increase of the share of RES in the structure of the balance of the UES of Ukraine.

Approval of the results of work took place at the I Scientific and Technical Conference of IEE Masters, dedicated to the 120th anniversary of the KPI of Igor Sikorsky on November 21, 2018.

Publications: a report published in the collection of materials I of the Scientific and Technical Conference of CEE Masters, devoted to the 120th anniversary of the KPI of Igor Sikorsky on November 21, 2018.

To perform calculations in the second and third sections of the master's thesis, the following software was used: MS Word, MS Excel, MS PowerPoint, Mathtype PVSYST.

KEYWORDS: RENEWABLE ENERGY, RENEWABLE ENERGY SOURCES,
GREEN TARIFFS, MANAGEMENT, DEVELOPMENT, FORECAST,
OPTIMIZATION.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	11
ВСТУП	12
1 АНАЛІЗ ТА СУЧАСНИЙ СТАН РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ	15
1.1 Загальна характеристика використання відновлювальних джерел енергії в Україні.....	15
1.2 Аналіз досвіду формування ринкових взаємовідносин між суб'єктами ринку електроенергетики в країнах ЄС	21
1.2.1 Формування ринку електроенергії в країнах ЄС	21
1.2.2 Економічні інструменти стимулювання генерації електричної енергії з ВДЕ на прикладі країн ЄС.	31
1.3 Аналіз нормативного-правового забезпечення розвитку ВДЕ	36
Висновки до розділу	39
2 МЕТОДИ ТА ПІДХОДИ ФОРМУВАННЯ ТАРИФІВ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ.....	41
2.1 Аналіз підходів щодо формування вартісних показників на електроенергію	41
2.2 Механізми формування прогнозованої оптової ринкової ціни на електричну енергію	46
2.3 Оцінювання вартості електроенергії з відновлювальних джерел енергії.....	51
2.3.1 Особливості використання спеціальних тарифів для відновлювальних джерел енергії.....	51
2.3.2 Підходи визначення собівартості електроенергії з ВДЕ	56
2.4 Аналіз інструментів для побудови прогнозних моделей	60
Висновки до розділу	66
3 ОЦІНЮВАННЯ ВАРТОСТІ ГЕНЕРАЦІЇ ОБ'ЄКТАМИ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ.....	67

3.1 Процедура формування ціни генерації ВДЕ в ринкових умовах...	67
3.1.1 Методи оцінки ефективності інвестиційних проектів.....	67
3.1.2 Вплив масштабів генеруючої потужності на собівартість електричної енергії.....	70
3.1.3 Аналіз чинників що приводять до здешевшання вироблення електроенергії з ВДЕ.....	79
3.2 Прогнозний розрахунок розвитку ВДЕ в структурі генерації ОЕС Україні.....	81
3.3 Використання підходів для оптимізації режимів роботи ВДЕ в умовах реформування ринку	89
3.3.1 Перехід до нового ринку електричної енергії.....	89
3.3.2 Використання акумуляції енергії для оптимізації режимів роботи відновлювальних джерел енергії у енергосистемі	92
Висновки до розділу.....	95
4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	97
4.1 Опис ідеї проекту.....	97
4.2 Технологічний аудит ідеї проекту	98
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	98
4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту	100
4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту	100
Висновки до розділу.....	102
ВИСНОВКИ	103
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	104

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

DPP – дисконтований період окупності

IRENA – Міжнародне агентство з відновлювальної енергії

IEA – Міжнародне енергетичне агентство

IRR – внутрішня норма прибутковості

LCOE – Levelized Cost of Electricity

NPV – чистий дисконтований дохід

WACC – середньозважена вартість капіталу

UNIDO – Організація Об'єднаних Націй з промислового розвитку

АЕС – атомна електростанція

БіоЕС – біоелектростанція

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

ВЕС – вітроелектростанція

ВЕ – відновлювальна енергетика

ГЕС – гідроелектростанція

ДП – державне підприємство

ЄС – Європейський союз

ЗТ – «зелений» тариф

ЗС – «зелений» сертифікат

МГЕС – малі гідроелектростанції

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

ОРЕ – оптовий ринок електроенергії

СЕС – сонячна електростанція

ТЕС – теплоелектростанція

ВСТУП

Актуальність теми. Формування високотехнологічної та конкурентоспроможної економіки значною мірою обумовлено станом паливно-енергетичного комплексу (ПЕК), який сьогодні потребує нагального реформування. Подолання кризових явищ, пов'язаних із вичерпністю запасів органічних енергоресурсів, залежністю від їх імпорту, збільшенням техногенного навантаження енергетики на навколишнє природне середовище, можливе за рахунок збільшення в енергобалансі країни частки енергії, згенерованої з відновлювальних джерел енергії (ВДЕ).

Розвиток відновлюваної енергетики є безповоротним, актуальним, безальтернативним процесом в Україні. З одного боку, в країні не вистачає викопних первинних енергоносіїв, що зумовлює її енергетичну залежність від інших країн. З іншого – Україна має значний енергетичний потенціал для розвитку відновлюваних джерел. Основним джерелом електроенергії в Україні є "традиційні" станції (АЕС, ТЕС, потужні ГЕС).

Однак, гостро постала проблема оцінки впливу розвитку відновлюваної енергетики як на ціну електричної енергії так і на стан енергетичної системи в цілому.

Оцінку розвитку галузі відновлювальної енергетики та вплив на функціонування мереж висвітлено у працях низки вітчизняних та зарубіжних вчених, серед яких Т. О. Курбатова, Г. Г. Гелетуха, А. Є. Конеченков, К. Корі, М. Нілсон, В. Г. Потапенко, А. В. Прокіп, Т. М. Райхенбах, Г. Річ, А. О. Рожко, Т. Сандквіст, Б. Совакул, О.Ю. Стоян, С. Стунза, О. Возняк, Т. Желєзна, С. Кудря, Б. Тучинський, А. Щокін, М. Яніва, П.Д. Лежнюк., І.В. Блінов та інші.

Разом з тим, враховуючи значну кількість робіт закордонних та вітчизняних вчених за напрямком дослідження, проблема оцінювання впливу розвитку ВДЕ є актуальною задачею для електроенергетики країни та складає напрям дослідження.

Метою магістерської дисертації є оцінювання впливу ВДЕ на формування структури ринкової ціни в Україні в умовах зростання їх частки в балансі виробітку електроенергії

Для досягнення зазначеної мети дослідження вирішувались наступні завдання:

- Узагальнити європейський досвід розвитку ринкових механізмів впливу на режими роботи ВДЕ і з'ясування можливостей його застосування в Україні;
- Провести аналіз розвитку сфери ВДЕ та їх вплив режимів роботи/генерації на формування балансу електроенергії в ОЕС України
- Оцінити підходи формування тарифів на електроенергію при збільшенні генерації з ВДЕ
- Розробити стартап-проект за результатами дослідження.

Об'єктом дослідження є вплив на процес формування тарифів на електричну енергію в Україні

Предметом дослідження є методи визначення вартісних показників, як складових формування роздрібних тарифів на електроенергію.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань у дисертаційній роботі була використана низка як загальнонаукових, так і специфічних методів та підходів, зокрема: абстрактно-логічний – при визначенні мети і завдань дисертаційного дослідження; аналітико-монографічний – при вивченні літературних джерел, законодавчих та нормативно-правових актів у сфері управління розвитком ВЕ; метод групування – при систематизації класифікації ВДЕ; факторний аналіз – при визначенні факторів, що впливають на розвиток ВЕ.

Інформаційну базу дослідження склали законодавчі та нормативно-правові акти органів державного управління у сфері ВЕ; офіційні статистичні дані: Національної комісії, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), міжнародних організацій у сфері енергетики, профільних асоціацій та інжинірингових компаній у галузі ВЕ, а також наукові праці вітчизняних та зарубіжних вчених.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

Набули розвиток методичні підходи оцінювання впливу відновлюваних джерел енергії на формування структури ринкової ціни з ~~врахуванням~~, які дають змогу врахувати особливості режимів їх роботи.

Практичне значення роботи. Визначення підходів формування складових тарифів з врахуванням збільшення частки ВДЕ в структурі балансу ОЕС України

Апробація результатів роботи відбулася на I Науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ, присвяченій 120-річчю КПІ ім. Ігоря Сікорського 21 листопада 2018 року.

Публікації: доповідь, що опублікована в збірнику матеріалів I Науково-технічної конференції магістрантів ІЕЕ, присвяченій 120-річчю КПІ ім. Ігоря Сікорського 21 листопада 2018 року.

Для виконання розрахунків у другому та третьому розділі магістерської дисертації використовувалось наступне програмне забезпечення: MS Word, MS Excel, MS PowerPoint, Mathtype, PVSYST.

1 АНАЛІЗ ТА СУЧАСНИЙ СТАН РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

1.1 Загальна характеристика використання відновлювальних джерел енергії в Україні

Ефективне використання альтернативних джерел енергії в світі і Україні зокрема є нагальною і важливою проблемою з позиції узгодженого економічного і соціального розвитку суспільства і збереження навколишнього середовища [1]. На сьогодні в багатьох розвинених країнах світу в стратегії розвитку енергетики чільне місце посідає значне збільшення частки альтернативних джерел енергії в енергетичному балансі. Широко поширення набули такі альтернативні джерела енергії, як сонячні термічні і електричні системи, вітряні генератори, енергетичні системи різного роду для використання можливостей біомаси різного походження, виробництво біогазу з звалищ побутових відходів, геотермальні установки тощо. В останні роки Європейський Союз виступив з ініціативою прискорення розвитку альтернативних джерел енергії та прийняв ряд обов'язкових до виконання рішень з цього питання [2]. В даному аспекті Україна, яка є енергозалежною країною, в останні роки відчуває ряд проблем в цьому напрямку, повинна докласти багато зусиль, щоб вибудовувати свою енергетичну політику з урахуванням цього перспективного напрямку. Наша держава має всі передумови для як повного освоєння технологій на основі відновлюваних джерел енергії. Перш за все це наявність потужного енергетичного потенціалу (вітрова, сонячна енергія, енергія малих річок, біомаси, геотермальна енергія і енергія навколишнього середовища), і що не менш важливо розвинена науково-технічна та промислова база.

Разом з тим, в Україні, що має значний дефіцит енергоносіїв, рівень використання альтернативних джерел енергії в енергетичному балансі країни ледь дотягує до 3%. У той же час наша країна має величезні можливості для різкого підвищення частки альтернативних джерел енергії [3; 4]. Виробництво електроенергії і тепла в Україні в основному зосереджується на таких копалин енергетичних носіях як вугілля та природний газ і на атомній енергетиці. З цієї позиції така

генерація надзвичайно вуглецеємною, що в поєднанні з неефективним виробництвом енергії і наявної галузевою структурою економіки спонукає до непомірно високих викидів в атмосферу.

Сьогодні розвиток сектору електроенергетики з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) базується на Законах України «Про альтернативні джерела енергії» [5] і «Про ринок електричної енергії» [6]. Обидва акти визначають засади функціонування системи стимулювання проєктів з генерації електроенергії та розміри «зелених» тарифів – вартості кіловат-години, за якою держава зобов'язується викуповувати всю енергію з ВДЕ.

Діюча система підтримки базується на «зеленому» тарифі – законодавчо визначеній вартості електроенергії з ВДЕ, за якою держава покладає зобов'язання купувати її. Ці тарифи надаються залежно від року введення електростанцій ВДЕ в експлуатацію, прив'язані до квартального курсу євро. Для стимулювання локального виробництва компонентів для станцій ВДЕ існує надбавка до «зеленого» тарифу для промислових станцій за використання українського обладнання. Строк дії підтримки, тобто термін викупу електроенергії за «зеленими» тарифами, обмежується 31 грудням 2029 року.

Електроенергія з ВДЕ викуповується державним підприємством ДП «Енергоринок», а потім «перемішується» із електроенергією з інших джерел для подальшого продажу енергопостачальними компаніям. Таким чином «зелений» тариф не фінансується з державного бюджету, а оплачується кожним споживачем країни. Поточна система підтримки на основі «зеленого» тарифу є простою і зрозумілою для гравців ринку, і після змін у 2015 році дозволила перезапустити розвиток сектору. Але така модель не сформувала сталого підходу до розвитку ВДЕ в Україні. Темпи встановлення нових потужностей не дозволяють досягти мети Національного плану дій до 2020 року в 11% частки ВДЕ у валовому кінцевому обсязі споживання електроенергії. За результатами 2017 року частка відновлюваних джерел у генерації досягла лише 8.4% (включаючи великі ГЕС), або лише 1.5%, якщо враховувати лише нові потужності, введені в рамках дії державної підтримки (рис 1.1).

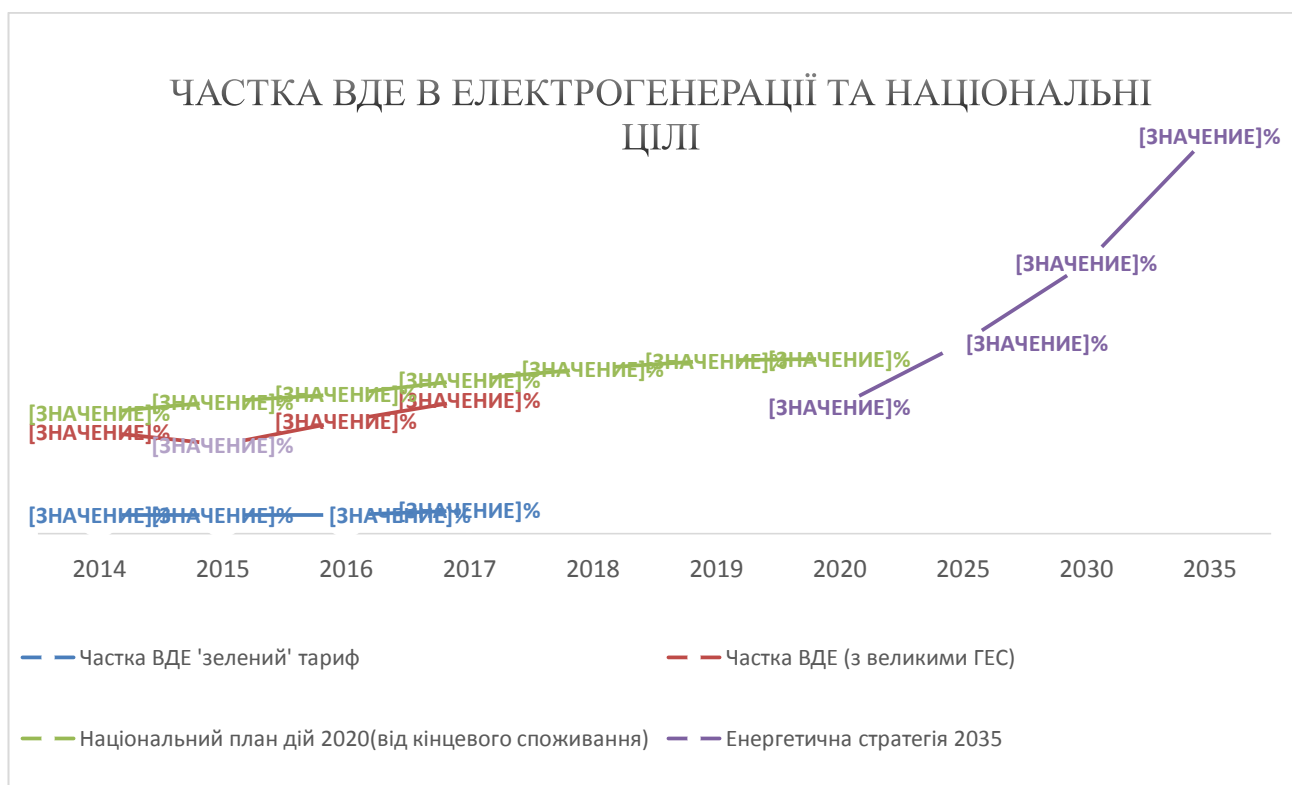


Рисунок 1.1 - Частка ВДЕ в електрогенерації та національні цілі



Рисунок 1.2 - Встановлена потужність об'єктів ВДЕ, що працюють за "зеленим" тарифом, МВт

Зростання виробництва електроенергії з ВДЕ можемо побачити на рисунку 1.3. Але цікавим є той факт, що середня вартість електроенергії з ВДЕ у євро по-

казує динаміку до зниження, в той час як частка вартості ВДЕ у сумарній вартості електроенергії, що купувалась ДП Енергоринок, змінювалась у межах $\pm 1.1\%$.

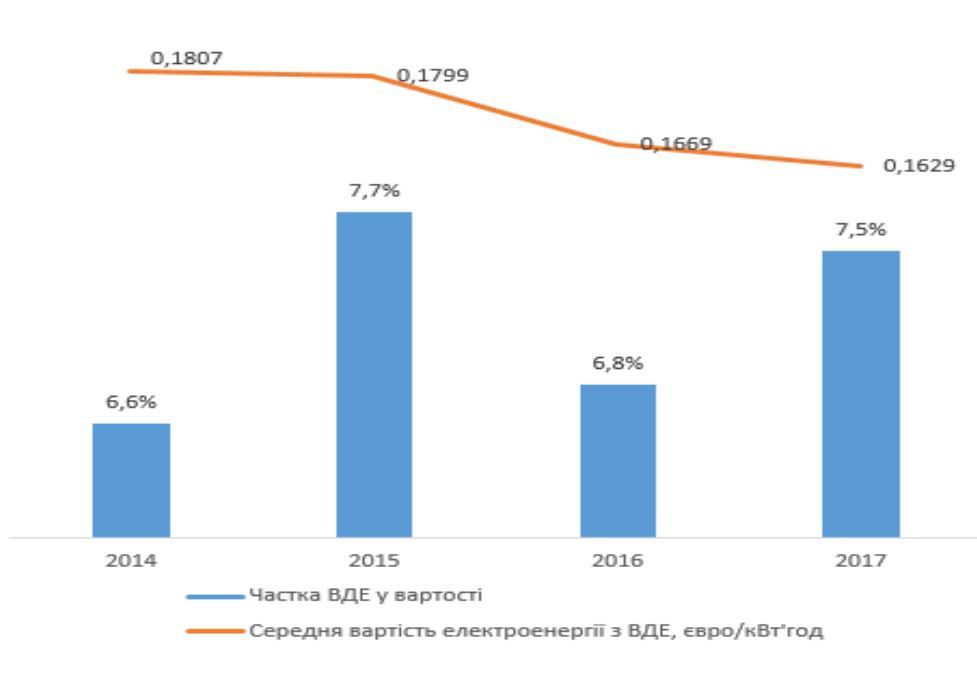


Рисунок 1.3 - Вартість електроенергії з ВДЕ

У 2017 р. продаж електроенергії в ОРЕ здійснювали 225 виробників електроенергії, у тому числі ДП «НАЕК «Енергоатом» (4 АЕС, 15 енергоблоков); 5 компаній теплових електростанцій (12 великих ТЕС); 2 компанії великих ГЕС/ГАЕС, у тому числі ПрАТ «Укргідроенерго» (7 ГЕС та 2 ГАЕС); 26 підприємств, які виробляють електроенергію на ТЕЦ та когенераційних установках та 192 підприємства, що виробляють електроенергію з використанням відновлюваних джерел енергії.

Таблиця 1.1 - Середні та середньозважені тарифи виробників електроенергії
ОРЕ України, коп/кВт·год[7]

Назва	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
АЕС	15,8	18,8	21,4	21,7	27,7	39,5	46,9	47,4
ТЕС	44,8	55,7	59,1	63,4	70,7	88,0	124,2	159,6
ТЕЦ*	68,8	87,2	104,9	106,6	112,5	168,3	153,5	187,8
ГЕС	11,4	12,9	20,7	20,0	30,2	71,0	70,1	58,3
ВДЕ*	93,8	137,4	276,9	262,4	286,0	434,1	471,5	474,1

Загальний обсяг проданої виробниками електроенергії в ОРЕ за 2017 р. становив 42,2 млрд кВт·год, у тому числі ДП «НАЕК «Енергоатом» – 80,5 млрд кВт·год; ГК ТЕС – 40,5 млрд кВт·год; ПрАТ «Укргідроенерго» – 9,8 млрд кВт·год; 26 підприємствами ТЕЦ – 9,3 млрд кВт·год та 192 підприємствами ВДЕ – 2,1 млрд кВт·год. Частка найбільшого виробника – ДП «НАЕК «Енергоатом» за встановленою потужністю становила 26,7% та за обсягом відпуску електроенергії – 56,5%. Вартість електроенергії, проданої всіма українськими виробниками в ОРЕ, за 2017 р. становила 164,01 млрд грн (з ПДВ), що на 1,1% більше порівняно з 2016р.

Таблиця 1.2 - Структура електроенергії за обсягом та вартістю на ринку
електроенергії України за 2017 р [7]

Джерело енергії	Частка в обсягах електроенергії, %	Частка у вартості електроенергії, %
АЕС	56,46	27,85
ГК ТЕС	28,49	47,31
Великі ГЕС	7,04	4,40
ТЕЦ	6,54	12,98
Малі ГЕС	0,15	0,55
ВЕС	0,68	2,34
СЕС	0,50	4,05
Біомаса	0,07	0,27
Інші	0,07	0,25
Усього	100,00	100,00

Відповідно до Правил ОРЕ оптова ринкова ціна (ОРЦ) визначається як середньозважена величина вартості закупівлі електроенергії від усіх виробників, що

продають електроенергію в ОРЕ з урахуванням тарифу на передачу, витрат на забезпечення функціонування ОРЕ та додаткових загальнодержавних витрат.

Таблиця 1.3 - Встановлена потужність енергоустановок виробників електроенергії з ВДЕ за «зеленим» тарифом, МВт/% [7]

Назва	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ВЕС	193,8/30	339,1/29	426,1/44	426,1/43	437,8/39	465,1/34
СЕС	371,6/58	748,4/63	411,9/43	431,7/43	530,9/48	741,9/54
МГЕС	73,5/11	75,3/6	80,2/8	86,9/9	90,0/8	94,6/7
БіоЕС	6,2/1	23,7/2	49,1/5	52,4/5	59,1/5	73,1/5
Усього	645,1/100	1186,5/100	967,3/100	997,1/100	1117,8/100	1374,7/100

Виробництво електроенергії за 2017 р. енергоустановками виробників електроенергії з ВДЕ за «зеленим» тарифом збільшилось у 2017 р. на 18%, порівняно з 2016 р. та становило 2095,6 млн кВт·год, що складає 1,47% від загального обсягу виробництва електроенергії електростанціями ОЕС України. За перше півріччя 2018 р. виробництво електроенергії об'єктами ВДЕ за «зеленим» тарифом становило 1226,4 млн кВт·год, що складає 1,53% від загального обсягу виробництва електроенергії за перше півріччя 2018 р.

Зараз наземним сонячним електростанціям, що вводяться у експлуатацію, НКРЕКП присвоює "зелений" тариф у розмірі 15 євроцентів за кВт·год — трохи більше 5 грн.

Оскільки за чинною моделлю вся дорога електроенергія з ВДЕ "переміщується" в Оптовому ринку електроенергії — ОРЕ, ціна для споживачів зростає несуттєво.

Високі ставки "зеленого" тарифу непомітні для кінцевого споживача завдяки великій кількості дешевої енергії з атомних електростанцій в енергетичному "казані". Однак дешевизна атомної енергії — маніпуляція. У її ціну не закладені вартість будівництва станцій за часів СРСР та вартість виведення їх з експлуатації.

Постає питання, скільки ще потужностей за "зеленим" тарифом можна підключити до мережі до того часу, коли споживач почне помічати збільшення ціни. По даним з НКРЕКП з ВДЕ виробляється близько 1,5% всієї електроенергії, тоді як ринку це коштує трохи більше 7% усіх коштів.

Таблиця 1.4 - Структура електроенергії за обсягом та вартістю на ринку електроенергії України за 2017 р [7]

Джерело енергії	Частка в обсягах електроенергії, %	Частка у вартості електроенергії, %
АЕС	56,46	27,85
ГК ТЕС	28,49	47,31
Великі ГЕС	7,04	4,40
ТЕЦ	6,54	12,98
Малі ГЕС	0,15	0,55
ВЕС	0,68	2,34
СЕС	0,50	4,05
Біомаса	0,07	0,27
Інші	0,07	0,25
Усього	100,00	100,00

1.2 Аналіз досвіду формування ринкових взаємовідносин між суб'єктами ринку електроенергетики в країнах ЄС

1.2.1 Формування ринку електроенергії в країнах ЄС

Європейським Союзом наприкінці 80-х рр. було поставлено завдання щодо створення єдиного внутрішнього енергетичного ринку з такими характеристиками, як конкурентний, єдиний і гнучкий, тобто здатний швидко пристосовуватися до змін, які відображаються в багатьох робочих документах і законодавстві ЄС[8].

У ході багаторічної роботи Європейської Комісії зі створення внутрішнього європейського ринку електроенергії було досягнуто істотний прогрес у вирішенні низки організаційних, правових і технічних завдань інтеграції національних ринків електроенергії відносно:

- забезпечення відкритого та недискримінаційного доступу до передавальних електричних мереж;

- методів управління транскордонними потоками енергії, насамперед – визначення та підвищення пропускної здатності міжсистемних ЛЕП;
- гармонізації тарифів на доступ до мережі та механізму взаємної компенсації між операторами магістральних мереж (ОММ);
- гармонізації регуляторної бази та компетенції регулюючих органів;
- визначення прав і обов'язків національних ОММ;
- можливих правил торгівлі електроенергією між національними ринками електроенергії з різним ступенем лібералізації і моделями ринків електроенергії.

Результатом цієї роботи стали:

а) створення семи регіональних ринків електроенергії як проміжного етапу формування єдиного ринку електроенергії, на яких тривають пошук і практичне відпрацювання кращих рішень за такими пріоритетними напрямками:

- гармонізація методів забезпечення відкритого і недискримінаційного доступу до передавальних електричних мереж,
- інтеграція балансуючих ринків електроенергії;

б) розроблення, фінансування та реалізація десятирічного плану розвитку електричних мереж країн-членів ЄС, результатом якого має стати формування транс'європейської електроенергетичної мережі TEN-E;

в) визначення цільової моделі внутрішнього ринку електроенергії Європи, яку має бути реалізовано до кінця 2015 р.

Одночасно з цим у сфері передавання енергії від виробників до споживачів визнано недоцільність будівництва декількох паралельно діючих ліній електропередавання. Тому було вирішено зберегти монополію в мережевому секторі, відокремивши його як від виробництва, так і від збуту енергії кінцевим споживачам. Проведено відповідну роботу щодо створення чітких правил, які забезпечують вільний і недискримінаційний доступ до мереж із передавання енергії 18 виробників і компаній, які займаються продажем енергії кінцевим споживачам.

Міжнародний досвід реформування електроенергетики свідчить про неоднозначність реструктуризаційних процесів. Це залежить від практики реформування національної енергетичної галузі, рівня розвитку промисловості, характеру електроспоживання та кліматичних умов. Одним із головних висновків аналізу світового досвіду реформ є той факт, що немає єдиних рекомендацій до їх імплементації для всіх країн.

В умовах лібералізації електроенергетичних ринків особливу роль відіграє система галузевого регулювання, спрямована, у першу чергу, на забезпечення недискримінаційності і «прозорості» таких ринків. Реорганізація регулювальних органів є однією з основних складових реформування електроенергетики. Згідно з Директивою 2009/72/ЄС регулюючі органи є відповідальними за розробку або схвалення методології розрахунку мережних тарифів, установлення умов і вимог для приєднання та доступу до національних мереж, включаючи тарифи на передавання та розподіл електроенергії. Настільки ж важливим є завдання регулятора щодо надання ліцензії виробникам електроенергії, операторам мережі та постачальним компаніям; дозволу на будівництво нових електростанцій і ліній електропередавання, а також здійснення контролю за виконанням договорів і контрактів на енергопостачання.

Законодавче та нормативно-правове регулювання діяльності ринків електроенергії Європейського Союзу

Перший етап лібералізації енергетичних ринків країн-членів ЄС почався з прийняття 26 червня 1990 р. Директиви 90/377/ЄЕС щодо функцій Співтовариства з розвитку конкуренції та прозорості цін на електроенергію для кінцевих споживачів. Директива зобов'язала країни-члени ЄС надавати Статистичному бюро Європейського співтовариства (Євростат) відкриту інформацію з динаміки ринкових цін на електроенергію.

Подальші заходи з регулювання діяльності систем передавання, транзиту та організації постачання електроенергії було визначено Директивою 90/547/ЄЕС від 29 жовтня 1990 р.

Процес лібералізації ринку електроенергії продовжився з прийняттям 19 грудня 1996 р. Директиви 96/92/ЕС щодо спільних правил для внутрішнього ринку електроенергії, яка визначила шляхи переходу до конкурентного ринку з вільним вибором споживачем постачальника електроенергії. Зазначеною Директивою визначено поступове відкриття країнами-членами ЄС національних ринків електричної енергії, розмежування видів діяльності в електроенергетичному секторі для поглиблення рівня конкуренції на роздрібних ринках та забезпечення 19 відкритого і недискримінаційного доступу до ринку та електричних мереж.

Разом з тим, Директивою за вимогою відповідних національних органів Франції та Німеччини, передбачено можливість збереження ВІК з обов'язковим введенням роздільного фінансового обліку за видами діяльності. Відповідно до цього збережено ВІК у Франції, Німеччині, Норвегії, Фінляндії, Австрії, Швейцарії, Польщі та в ряді інших країн як найбільш економічно ефективних організаційних структур у галузі електроенергетики.

Другий етап. У листопаді 2002 р. було прийнято Другий енергетичний пакет, положення якого спрямовано головним чином на забезпечення вільного доступу до мереж і подальший розвиток конкурентного середовища. У цілому Другим енергопакетом передбачено подальшу лібералізацією енергетичного сектора, – введено правила про розділ бухгалтерського (фінансового) обліку у вертикально інтегрованих компаніях-монополістах за видами діяльності та обмеження їхньої горизонтальної концентрації, започатковано впровадження конкуренції у сфері оптових і роздрібних поставок, моніторингу мереж передавання і розподілу енергії та управління доступом третіх осіб до енергетичної інфраструктури. Що стосується поділу бізнесу, то на цьому етапі мінімальною вимогою були юридичний розділ операторів систем передавання енергії та операторів, які продають енергію кінцевим споживачам, а також створення регулюючого органу на національному рівні в кожній державі.

У липні 2003 р. в енергетичному законодавстві ЄС було проведено корінну реформу. Директиви щодо лібералізації ринків електроенергії – Директиву 90/547/ЄС та Директиву 96/92/ЄС – було скасовано. З 1 липня 2004 р. набула чин-

ності нова, модернізована і кодифікована Директива Європейського Парламенту та Ради 2003/54/ЄС від 26 червня 2003 р. щодо загальних правил для внутрішнього ринку електроенергії, яка уточнювала та доповнювала попередні Директиви.

Директива 2003/54/ЄС визначає загальні правила щодо генерації, передавання та постачання електроенергії по спільноті. Згідно з Директивою доступ споживачів до систем електропостачання країни-члена ЄС має забезпечуватися на основі принципів недискримінації і транспарентності, у тому числі й щодо формування тарифів, а також впровадження заходів з підтримування відкритості своїх енергетичних ринків.

Положення Директиви 2003/54/ЄС доповнюються нормами, закріпленими в Регламенті Ради та Європейського Парламенту N 1228/2003 від 26 червня 2003 р. про умови доступу до мереж з метою транскордонного обміну електроенергією. Цей Регламент націлено на створення справедливих умов для транскордонного обміну електроенергією на конкурентній основі з урахуванням регіональної специфіки в країнах-членах ЄС та установлення єдиної тарифікації в разі доступу на внутрішній 20 ринок ЄС.

У 2005 р. Комісія ЄС розпочала масштабне вивчення можливості створення та функціонування єдиного європейського енергетичного ринку. За підсумками дослідження Комісія зазначила такі недоліки, як залишкова надмірна монополізація в енергетичному секторі більшості країн-членів ЕС; відсутність плинності ринку, яка дозволила б забезпечити вільний вхід на ринок нових учасників і можливість передавання енергії з території однієї держави на територію іншої; слабка інтеграція між ринками країн-членів; відсутність прозорості; неадекватний рівень поділу бізнесу ВІК.

Третій етап. У 2009 р. Європейським Парламентом було затверджено Третій пакет енергетичного законодавства ЄС для забезпечення більш повної лібералізації енергетичного ринку, насамперед у електроенергетичному та газовому секторах. Третій енергетичний пакет складається з таких п'яти документів:

1. Директива 2009/72/ЄС щодо загальних правил для внутрішнього ринку електроенергії, яка скасовує Директиву 2003/54/ЄС.

2. Директива 2009/73/ЄС щодо загальних правил для внутрішнього ринку природного газу, яка скасовує Директиву 2003/55/ЄС.

3. Регламент ЄС №713/2009, яким засновано Агентство з питань співробітництва регуляторів у сфері енергетики (Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER).

4. Регламент ЄС №714/2009 про умови доступу до мереж трансграничного обміну електроенергією, який скасовує Регламент ЄС №1228/2003.

5. Регламент ЄС №715/2009 про умови доступу до мереж транспортування природного газу, який скасовує Регламент ЄС №1775/2005.

Положення зазначених документів спрямовано не лише на сталий розвиток внутрішнього електроенергетичного ринку, а й на гармонізацію спільного функціонування вже існуючих національних електроенергетичних ринків. Головною особливістю Третього енергетичного пакету є відокремлення діяльності з транспортування електричної енергії від інших видів діяльності (виробництво, купівля – продаж електричної енергії) та завдання щодо вирівнювання вартості енергоресурсів на всій території ЄС, різниця в якій між окремими регіонами досягає 30 %.

Третій енергетичний пакет наділив національний регулюючий орган юридичною відокремленістю та функціональною незалежністю від будь-яких державних, громадських, приватних осіб, ринкових інтересів, включаючи персонал і осіб, відповідальних за управління. На країни-члени ЄС покладено обов'язок забезпечувати національний регулюючий орган бюджетними асигнуваннями з правом самостійного їх використання, а також достатніми кадровими та 21 фінансовими ресурсами для виконання ним своїх обов'язків.

У преамбулі до Директиви 2009/72/ЄС зроблено акцент на необхідності зміцнення незалежності національних регуляторів, у тому числі шляхом включення в їх ведення повноважень, пов'язаних із затвердженням тарифів або методології розрахунку тарифів на основі пропозицій оператора системи передавання (transmission system operator) або оператора системи розподілу (distribution system operator), або на основі пропозиції, узгодженої між зазначеними операторами і

користувачами мережі. Крім того, ця Директива передбачає, що національні регулятори повинні володіти повноваженнями щодо прийняття обов'язкових рішень і застосування ефективних санкцій щодо електроенергетичних компаній, які не виконують прийнятих на себе зобов'язань.

Повноваженнями щодо поточного управління загальними процесами в ЄС наділено один з його інститутів – Європейську комісію. Рішення зазначеного органу, у тому числі у сфері електроенергетики, носять загальнообов'язковий характер для всіх країн-членів. Відповідно до положень Директиви 2009/72/ЄС повноваженнями з видачі владних приписів електроенергетичним компаніям країн-членів Європейського Союзу має також Агентство з питань співробітництва регуляторів у сфері енергетики (ACER).

Крім того, при Європейській комісії було створено дорадчі органи з питань електроенергетики, зокрема Групи європейських регулювальних органів з електроенергетики і газу (the European Regulators Group for Electricity and Gas, ERGEG), при якій діє підготовчий орган – Рада європейських енергетичних регуляторів (Council of European Energy Regulators, CEER). Рішення, які приймаються зазначеними органами, носять рекомендаційний характер.

У 2013 р. CEER оприлюднено звіт щодо проведеного дослідження ринків Європейського Союзу щодо виконання положень Третього енергетичного пакету про створення досконало функціонуючого і конкурентного енергетичного ринку та хід виконання Європейським Союзом енергетичних і кліматичних завдань до 2020 р.

Директивою 2009/72/ЄС було встановлено загальні правила виробництва, передавання, розподілу та збуту електроенергії з урахуванням захисту інтересів споживачів і з метою підвищення конкурентоспроможності та інтеграції електроенергетичних ринків країн Євросоюзу, регламентовано засади організації та функціонування електроенергетичного сектора, відносини у сфері забезпечення відкритого доступу на ринок, а також публічні процедури, які застосовуються під час проведення тендерів.

Згідно з Директивою 2009/72/ЄС створено більш гнучкі умови щодо збереження та створення ефективно діючих ВІК у країнах-членах ЄС. За варіанту, який дозволяє збереження власності на мережні активи компаній, застосовуються 22 відповідні стандарти поділу. Заснований поза структурою ВІК і належним чином сертифікований незалежний системний оператор вирішує усі питання поточного управління мережною структурою (питання доступу третьої сторони, планування інвестицій, ремонтні роботи), яка залишається у власності ВІК.

Директивою з електроенергетики ЄС (2009/72/ЄС) та Директивою з енергоефективності ЄС (2012/27/ЄС) регламентовано систему управління попитом (Demand response, DR). Згідно з оцінкою Єврокомісії в ЄС задіяно лише 10% потенціалу DR. Країни-члени ЄС мають забезпечувати стимулювання участі ресурсів управління попитом національними регулювальними органами в галузі електроенергетики на рівних умовах із постачальниками електроенергії на оптових і роздрібних ринках.

Рівень впровадження систем управління попитом в країнах ЄС значно відрізняється. Управління попитом активно задіяне на електроенергетичних ринках Великобританії, Ірландії, Фінляндії та Франції.

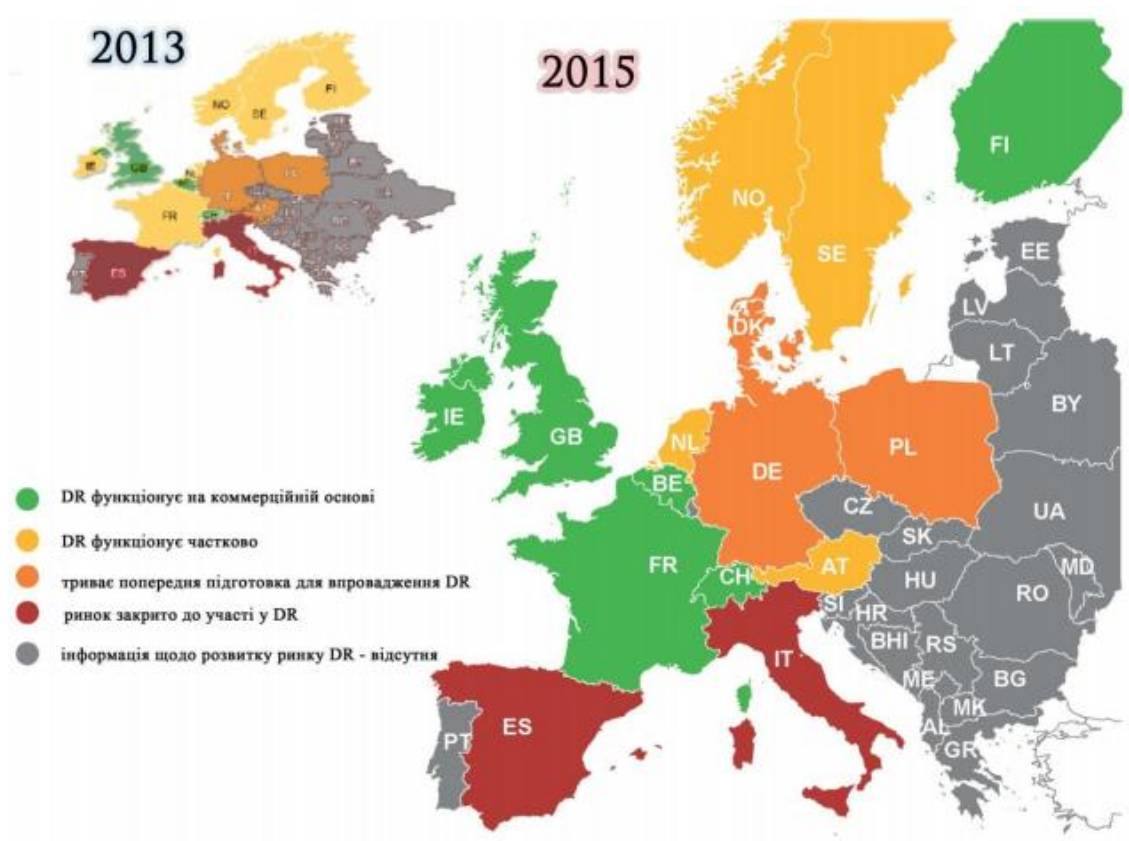


Рисунок 1.4 - DR на електроенергетичних ринках ЄС[9]

За наявності досить широких можливостей і механізмів участі в управлінні попитом розвиток його потенціалу (залучення все більшої кількості споживачів до надання послуг) у Великобританії та в Європі в цілому обмежено низкою причин. До них можна віднести зобов'язання зі скорочення викидів парникових газів (що лімітує участь дизельних генераторів споживачів), відсутність чітких вимог до постачальників послуг із DR та недосконалість методик визначення середнього рівня енергоспоживання тощо.

Антимонопольне регулювання. Регулювання діяльності суб'єктів природних монополій і створення умов для конкуренції на території країн-членів ЄС здійснюється на трьох рівнях: європейському, національному та регіональному. Європейське антимонопольне право має пріоритет над антимонопольним правом країн-членів ЄС. Завданням регулювання є стимулювання конкуренції як основи створення умов оптимізації цін унаслідок підвищення ефективності виробництва

та захисту споживача. Основним критерієм для запровадження ринку є рівні умови для конкуренції.

Правову основу ЄС в галузі регулювання конкуренції становлять:

Римський договір про створення ЄЕС від 01.01.1958 р., – Ст. 85 (заборона узгоджених дій) і Ст. 86 (заборона зловживання домінуючим становищем);

Договір про заснування ЄС – Ст. 101 (заборона картелів) і Ст. 102 (нагляд за зловживаннями); Регламент ЄС від 20.01.2004 № 139/2004 «Про контроль за концентрацією підприємств»;

Регламент ЄС від 16.12.2002 № 1/2003 «Про застосування статей 81 і 82 Договору про заснування ЄС»;

Регламент ЄС від 20.04.2010 № 330/2010 «Про вертикальні угоди та узгоджені дії» та інші документи;

Третій енергетичний пакет ЄС.

З введенням у дію Третього енергетичного пакету ЄС знято обмеження доступу в сектор транспортування енергетичних ресурсів.

Необхідно відзначити, що питання доступу і приєднання до мереж у ЄС регулюються дуже жорстко. Третім енергетичним пакетом ЄС уведено прямі норми про обов'язок власника мереж забезпечувати доступ до своїх мереж третіх осіб, у тому числі, безпосередніх конкурентів.

Треба відмітити, що в ряді країн, які перейшли на модель дерегульованого ринку, крім більш високих темпів зростання цін, практично зупинено будівництво капіталомістких енергоблоків електростанцій через недостатні обсяги інвестицій, що призводить до нарощування дефіциту генерувальних потужностей і зниження їх 24 резерву. При цьому, за результатами аналізу реформування енергетичних ринків, перехід до конкурентного ринку надає переваги (зняття цінового обмеження прибутковості) лише суб'єктам генерації з підвищенням цін для споживачів електроенергії з відповідним зростанням собівартості продукції та зниженням її конкурентоспроможності.

1.2.2 Економічні інструменти стимулювання генерації електричної енергії з ВДЕ на прикладі країн ЄС.

Розглянемо вищезгадані економічні інструменти більш детально в контексті стимулювання генерації електричної енергії з ВДЕ[10].

1. Пільгові тарифи (feed-in tariffs) – спеціальні підвищені тарифи, за якими закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах, які для генерації енергії використовують ВДЕ.

В основі цього механізму лежать такі складові елементи:

- гарантія підключення до електричної мережі;
- довгостроковий контракт на купівлю всієї згенерованої електроенергії упродовж певного періоду за встановленим тарифом, євро/кВт·год (наприклад, упродовж 15 років) або до досягнення заданого обсягу виробництва (наприклад, перші 15 млрд кВт·год), що гарантує повернення вкладених у проект інвестицій та отримання прибутку.

Зазвичай регулюючі органи встановлюють розміри пільгових тарифів окремо для кожного джерела відновлювальної енергії, таким чином враховуючи рівень вартості різних технологій з метою створення більш різноманітної структури ВЕ.

До основних різновидів пільгових тарифів, які діють у рамках ЄС, можна віднести:

- фіксований пільговий тариф (fixed feed-in tariff) (рис. 1.5);
- тариф, який залишається незмінним упродовж терміну дії договору, не залежить від роздрібної ціни на електроенергію, інфляції, цін на викопне паливо тощо, тим самим створюючи стабільні умови для інвесторів (діє в Німеччині, Португалії);

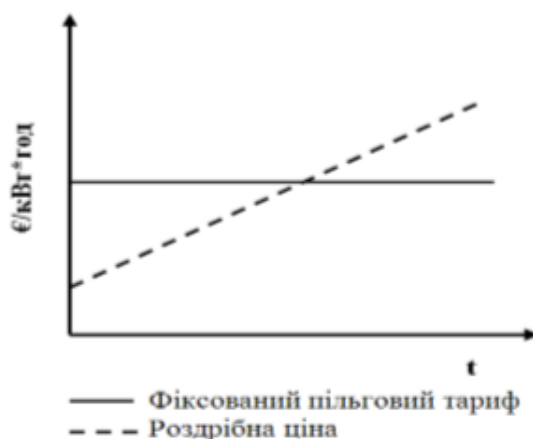


Рисунок 1.5 – Фіксований пільговий тариф [11]

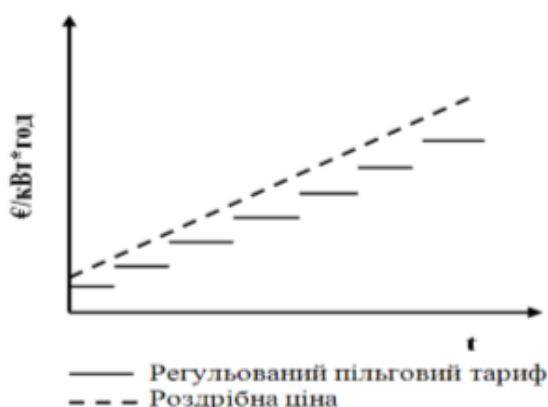


Рисунок 1.6 – Регульований пільговий тариф [12]

- регульований пільговий тариф (adjusting feed-in tariff) (рис. 1.6) – тариф, що не є строго фіксованим від моменту введення генеруючого об'єкта в експлуатацію. Цей варіант пільгового тарифу дозволяє повністю або частково враховувати рівень інфляції. Це, з одного боку, забезпечує високий рівень виплат наприкінці терміну дії договору, що дає змогу виробникам електроенергії з ВДЕ уникнути зниження доходів від реалізації проектів, з іншого, – лягає додатковим тягарем на бюджет країни (діє в Ірландії, Чехії, Болгарії);
- регресний пільговий тариф (front-end loaded tariff) (рис. 1.7) – пільговий тариф, за яким більш високі ставки платежів пропонуються у перші роки реалізації проекту (як правило, перші 5-10 років), після чого виплати зни-

жуються. Така конструкція тарифної політики дозволяє виробникам одержати найбільшу вигоду саме у той період, коли необхідно сплатити кредити, які були залучені для реалізації проекту, та зберегти надійні джерела доходу після того, як залучений капітал повністю або більшою мірою буде повернений (діє в Швейцарії, Словенії).

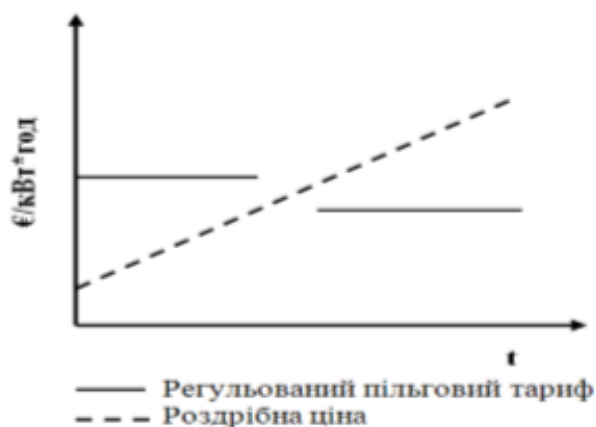


Рисунок 1.7 – Регресний пільговий тариф [12]

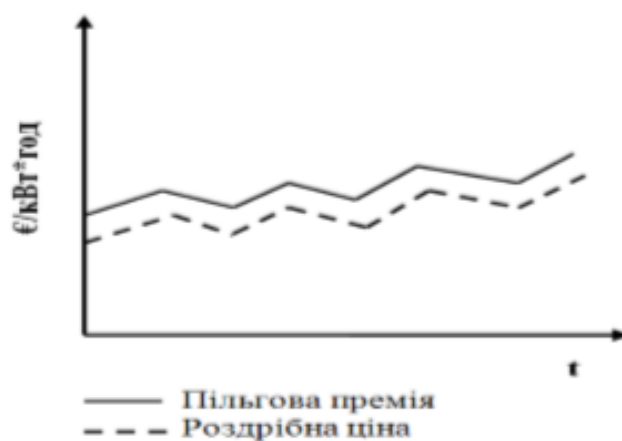


Рисунок 1.8 - Пільгова премія [13]

Пільгові премії (feed-in premiums) (рис. 1.8) – гарантовані премії, виплачувані у вигляді доповнення до ринкової ціни. Вартість, яка сплачується виробникам електроенергії з ВДЕ, коливається залежно від ринкової ціни на електричну енергію. Таким чином, виробники отримують вищі премії, якщо ринкові ціни підвищуються, і нижчі, якщо ринкові ціни знижуються. Як правило, виробник

електроенергії з ВДЕ отримує премію за кожну МВт·год на додачу до доходів від продажу електроенергії на ринку. Для власника генеруючого об'єкта, який працює за схемою пільгових премій, вартість кожної МВт·год є менш передбачуваною у порівнянні зі схемою пільгових тарифів, оскільки вона напряму залежить від коливань цін на електроенергію (діє в Іспанії, Естонії) [13].

Обов'язкова квота на споживання електроенергії з ВДЕ із торгівлею ЗС (quota obligations with tradable green certificates, renewable portfolio standard). На відміну від схем підтримки розвитку ВЕ, що фокусуються на ціні (пільгові тарифи та премії), система торгівлі ЗС ґрунтується на кількісному механізмі, де регулювання націлюється не ціну, а на обсяг спожитої електроенергії.

Суть механізму полягає у встановленні урядом країни квоти на споживання електроенергії з ВДЕ. Зобов'язання, залежно від структури ринку електричної енергії країни, може накладатися на оптовий ринок електричної енергії, енергопостачальні організації, що обслуговують кінцевих споживачів, або споживачів, які купують електроенергію безпосередньо у виробників електроенергії. Тобто, якщо національною політикою відносно ВЕ було встановлено ціль – 5 % ВДЕ в загальному споживанні електричної енергії для відповідного року, то зобов'язаним суб'єктам господарювання буде достатньо довести, що джерелом походження 5 % електроенергії є електроенергія з ВДЕ. Підтвердження виконання накладеного зобов'язання відбувається за допомогою ЗС, який відображає екологічну цінність електроенергії з ВДЕ.

У рамках системи торгівлі ЗС вартість електроенергії з ВДЕ розкладається на дві складові: вартість традиційної електроенергії та вартість ЗС. Ціна ЗС визначається ринковою ціною традиційної електроенергії і рівнем розвитку технологій ВЕ (залежить від граничних витрат генерації електроенергії на основі відповідних технологій ВЕ) [14].

Поточна практика регулювання дозволяє зробити висновок, що найбільш популярними серед основних економічних інструментів заохочення розвитку ВЕ в ЄС на сьогодні залишаються пільгові тарифи. Дійсно, на ранніх стадіях технологічного розвитку ВЕ схема пільгових тарифів має багато переваг: захищене

бізнес-середовище, прогнозований прибуток, низькі інвестиційні ризики тощо. Однак, результатом заохочення генерації електроенергії з ВДЕ за допомогою пільгових тарифів упродовж тривалого періоду може стати неконтрольоване зростання обсягу генерації «зеленої» електроенергії, що, у свою чергу, призведе до надмірного фінансового тиску на державні бюджети та кінцевих споживачів. Звісно, теоретично регулюючі органи можуть внести зміни до існуючої схеми підтримки: провести коригування періоду субсидування, знизити розмір тарифів тощо. Однак, результат таких дій є складно прогнозованим і не завжди приводить до бажаного результату. Крім того, такі вимушені заходи підривають довіру до державних органів, що здійснюють управління сферою ВЕ, і є причиною формування несприятливого інвестиційного клімату. Відповідно, у даному випадку регулюючі органи завжди залишаються у не вигідному становищі порівняно з учасниками регульованого ринку ВЕ.

Тому, на нашу думку, на сучасному етапі пріоритетність вибору пільгових тарифів як основного інструменту для розбудови ВЕ повинна розглядатися лише на початковій стадії залучення ВДЕ до загальних енергобалансів країн. Держави-члени ЄС, яким вдалося значно наростити частку ВДЕ у кінцевому енергоспоживанні, вже сьогодні стикаються з проблемою надмірного фінансового тягаря, пов'язаного з субсидуванням розвитку ВЕ. Отже, можна зробити висновок, що на більш пізніх етапах освоєння ВДЕ прийнятнішою є система торгівлі ЗС, оскільки за допомогою обов'язкової квоти на споживання електроенергії з ВДЕ набагато легше планувати та контролювати бажаний об'єм генерації. Навіть якщо гіпотетично виробництво «зеленої» електроенергії значно перевищить встановлену квоту, попит на неї буде визначатися адміністративним зобов'язанням щодо обов'язкової купівлі певного обсягу електроенергії і залишатиметься у рамках встановленої квоти. За допомогою ринкового механізму, включеного до системи торгівлі ЗС, ціна на електроенергію з ВДЕ визначається на основі динаміки попиту і пропозиції, відтак при зниженні попиту буде формуватися найнижча ціна на «зелену» електроенергію, і ринок сам збалансує її пропозицію.

Підсумовуючи, можна зробити висновок, що упродовж останніх років у країнах ЄС був реалізований широкий спектр стратегій з метою розбудови сектору ВЕ. Ефективне впровадження дієвих регуляторних економіко-правових механізмів, встановлення законодавчо закріплених цілей щодо збільшення частки ВДЕ у загальному енергобалансі стали запорукою швидкого розгортання об'єктів «зеленої» енергетики. Тому, без сумніву, можна стверджувати, що гарантією успіху реалізації національних програм розвитку ВЕ є зважена державна політика, ключовим завданням якої є узгодження інтересів інвесторів із загальнодержавними цілями, короткострокових завдань з довгостроковими перспективами розвитку суспільства. Узагальнення і критичне переосмислення сформованої практики стимулювання ВЕ та екстраполяція передового європейського досвіду дозволять якомога точніше визначити актуальні напрями вдосконалення українського законодавства, що регламентує діяльність суб'єктів господарювання у сфері ВЕ.

1.3 Аналіз нормативного-правового забезпечення розвитку ВДЕ

Україна, ставши повноправним членом Енергетичного Співтовариства з 01.02.2011 р., відповідно до Закону України від 15.12.2010 р. №2787-VI Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства прийняла зобов'язання щодо імплементації основних актів енергетичного законодавства Європейського Союзу[15]. На виконання ухваленого в жовтні 2012 р. Рішення Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства D/2012/04/МС-ЕнС Про впровадження Директиви 2009/28/ЕС про заохочення до використання енергії, виробленої з відновлюваних джерел та якою вносяться зміни до, а в подальшому скасовуються Директиви 2001/77/ЄС та 2003/30/ЄС Україна взяла на себе зобов'язання до 2020 р. довести рівень енергії, виробленої з поновлюваних джерел енергії в загальній структурі енергоспоживання країни до 11%. Відповідно до цього Кабінетом Міністрів України розпорядженням від 03.09.2014 р. №791 затверджено План заходів з імплементації Директиви Європейського Парламенту та Ради 2009/28/ЄС. Розпорядженням Кабінету Міністрів

України від 01.10. 2014 р. №902-р затверджено Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року (НПД ВЕ) та План заходів з реалізації Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року виконання якого дозволить замінити понад 10 млрд м³ газу. Наказом Міністерства енергетики та теплоенергетики України від 07.11. 2014 р. № 796 затверджено План заходів Міністерства енергетики та теплоенергетики України з реалізації Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року. Указом Президента України від 12.01.2015 р. №5/2015 схвалено Стратегію сталого розвитку «Україна – 2020». Основними цілями державної політики у сфері енергонезалежності згідно з положеннями Стратегії є зниження енергомісткості ВВП на 20% до 2020 р. шляхом переходу до використання енергоефективних технологій та обладнання, реалізації проектів з використанням альтернативних джерел енергії, забезпечення 100% обов'язкового комерційного обліку споживання енергоресурсів (енергії та палива) тощо. В результаті в Україні створено всі передумови для освоєння технологій на основі поновлюваних джерел енергії (ПДЕ) – наявність значного енергетичного потенціалу (вітрова, сонячна енергія; енергія малих річок, біомаси; геотермальна енергія та енергія доквілля), а також розвинена науково-технічна і промислова база. 78 Крім того, ключовими факторами розвитку ПДЕ в Україні є необхідність поліпшення екологічної ситуації; вичерпність традиційних паливно-енергетичних ресурсів; нагальна потреба в подоланні залежності від імпорту енергоносіїв тощо.

Для симулювання розвитку ПДЕ в Україні постановами НКРЕКП встановлюється щоквартально величина «зеленого» тарифу залежно від середнього офіційного курсу НБУ національної валюти до євро.

Верховною Радою України прийнято Закон України від 04.06.2015 р. №514- VIII «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії», яким внесено зміни до процедури встановлення «зеленого» тарифу та механізму розрахунку «зеленого» тарифу, визначених у статті 171 Закону України «Про електроенергетику». Цей документ скасовує правило «місцевої складової», замість якої вводиться надбавка до тарифу в розмірі 5 – 10%, у разі використання

обладнання українського виробництва на рівні 30 – 50% відповідно. Також передбачається зниження коефіцієнта «зеленого тарифу» для великих СЕС, підвищення коефіцієнтів для малих СЕС і ГЕС, введення «зеленого тарифу» для електростанцій, які використовують геотермальні джерела енергії; для приватних домогосподарств передбачено право на встановлення генерувальних установок для виробництва електроенергії не лише із сонячного випромінювання, а і з енергії вітру потужністю до 30 кВт тощо. Законом також приведено термін «біомаса» у відповідність до вимог Директиви 2009/28/ЕС, знявши цим суттєвий бар'єр для розвитку біоенергетики. Крім цього Митним кодексом України від 13.03. 2012 р. №4495-VI (із змінами) передбачено тимчасове, до 01.01. 2019 р., звільнення від оподаткування ввізним митом у разі ввезення на митну територію України техніки, обладнання, устаткування, що використовуються для реконструкції існуючих і будівництва нових підприємств з виробництва біопалива, а також для виготовлення та реконструкції технічних і транспортних засобів з метою споживання біопалива відповідно до Закону України Про альтернативні види палива, якщо такі товари (обладнання) не виробляються та не мають аналогів в Україні. Розвиток ПДЕ. Згідно з положеннями Закону України від 24.10.2013 р. №663- 18 «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» та наказу Міненерговугілля України від 29.09.2014 р. № 680 Порядок підготовки Системним оператором плану розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на наступні десять років ДП «НЕК «Укренерго» розроблено План розвитку Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України на 2016 – 2025 роки (далі – План розвитку ОЕС України на 2016 – 2025 роки), положеннями якого визначено основні напрями розвитку альтернативної енергетики (ВЕС, СЕС, БЕС) до 2025 р. як джерел електроенергії. Реалізацію проектів будівництва електрогенерувальних потужностей на поновлюваних та альтернативних джерелах енергії здійснюватиметься з урахуванням оптимізації структури генерувальних потужностей в ОЕС України. Відповідно до Плану розвитку ОЕС України на 2016 – 2025 роки всього по ОЕС України (з урахуванням генерувальних об'єктів АР Крим) планується побудувати генерувальні потужності на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БЕС) за-

гальною потужністю 4530 МВт, з них ВЕС – 2725 МВт до 2022р., СЕС – 1641 МВт до 2020 р., БЕС – 164 МВт до 2020 р. Підключення цих генерувальних потужностей до електромереж ОЕС України в більших обсягах може бути здійснено за умови їх участі у регулюванні добового графіка навантаження відповідно до Правил ринку допоміжних послуг. Відповідно до Плану розвитку ОЕС України на 2016 – 2025 роки, потреби в інвестиціях у розвиток генерувальних потужностей ОЕС України на 2016 – 2018 рр. 81 оцінюються в обсязі 249,5 млрд грн, у тому числі на розвиток електростанцій на альтернативних джерелах енергії – 158,5 млрд грн, або 63,5%.

Висновки до розділу

1. Проведено оцінку сучасного стану розвитку відновлюваної енергетики в Україні та встановлено, що країна має значний дефіцит енергоносіїв, рівень використання альтернативних джерел енергії в енергетичному балансі країни досягає майже 3%.

2. На даний час в енергетичній галузі спостерігається позитивна тенденція до більш інтенсивного використання відновлюваних джерел енергії. Існуючий потенціал дає змогу в найближчий період суттєво збільшити темпи нарощування об'ємів використання відновлюваної енергетики

3. В результаті проведеного аналізу досвіду європейських країн щодо розвитку ВДЕ та формуванні ринку електричної енергії встановлено що найбільш популярними серед основних економічних інструментів заохочення розвитку ВЕ в ЄС на сьогодні залишаються пільгові тарифи. Однак, результатом такого стимулювання упродовж тривалого періоду може стати неконтрольоване зростання обсягу генерації «зеленої» електроенергії, що, у свою чергу, призведе до надмірного фінансового тиску на державні бюджети та кінцевих споживачів.

4. Проаналізувавши стан розвитку ВДЕ в умовах переходу до ринкових взаємовідносин, виявили можливі тенденції залежності ціни на електроенергії від режимів роботи і частки в балансі генерації відновлюваних джерел

2 МЕТОДИ ТА ПІДХОДИ ФОРМУВАННЯ ТАРИФІВ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ

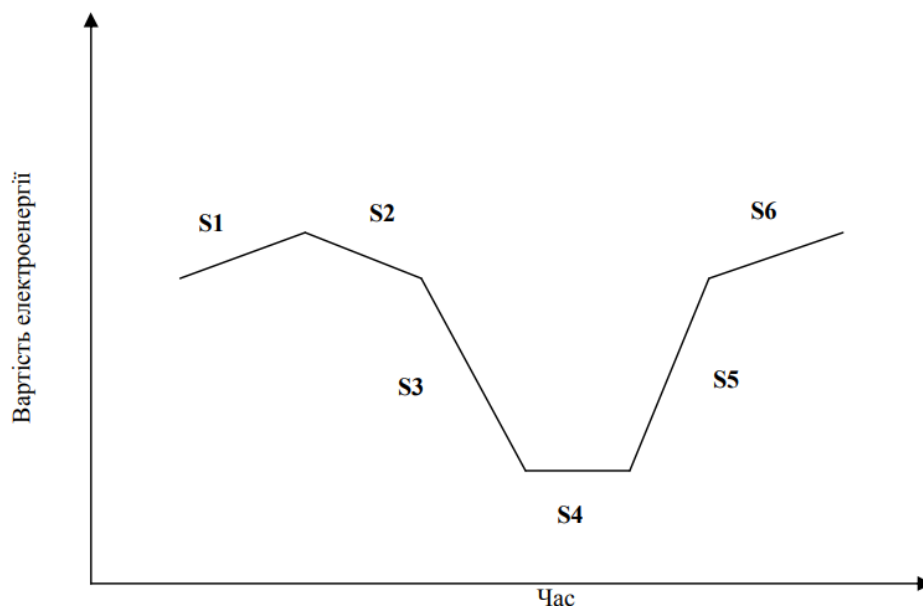
2.1 Аналіз підходів щодо формування вартісних показників на електроенергію

Методи формування вартості електроенергії [16], що використовуються в світовій практиці ціноутворення можна узагальнено розділити на 2 види:

- витратні методи формування вартості електроенергії;
- конкурентні (ринкові) методи формування вартості електроенергії.

Майже всі країни світу з розвинутою економікою пройшли етапи становлення конкурентного ринку електроенергії від монополії до розвинутої конкуренції. В той же час, поступово змінювались методи, принципи і методи формування цін на продукцію галузі. На даний момент в таких країнах, як США, Великобританія, Норвегія, Франція, Німеччина та багатьох інших сформувались цілісні системи оптових ринків електроенергії, які побудовані на поєднанні конкурентних методів формування ціни на електроенергію і власних особливостей енергетичних систем, розміщення генеруючих потужностей, структури потужностей тощо. Змінювались умови функціонування галузі і змінювалась вартість електроенергії. Аналізуючи досвід реформування електроенергетики деяких країн світу такі зміни узагальнено представлено на рисунку 2.1.

Можливість конкурентного формування ціни на електроенергію залежить від організаційно-економічної моделі енергетичного ринку. Реалізація такого механізму можлива, коли ціни в меншому ступені піддаються регулюванню з боку держави й у більшому ступені визначаються ринком.



де S1 – стан монополії в галузі електроенергетики; S2 – етап проголошення конкуренції; S3 – етап дерегулювання і зниження цін; S4 – період стабілізації; S5 – злиття і дія ефектів ринкової влади; S6 – етап формування приватних монополій

Рисунок 2.1 – Зміни вартості електроенергії в залежності від ступеню дерегулювання світових електроенергетичних ринків

Теорія конкурентного ціноутворення в електроенергетиці виділяє два відомих методи формування ціни на оптовому ринку. Перший – це метод граничної вартості електроенергії який застосовується у Великобританії, частково в Австралії і США. Другий метод рівних можливостей, знайшов своє застосування в електроенергетиці Норвегії і лежить в основі ціноутворення в Скандинавському пулі (Норвегія – Швеція, Данія - Фінляндія). Обидва методи мають на увазі утворення ринкової ціни на оптовому ринку, де формується ціна виробництва електроенергії [17].

У рамках першого методу, граничні ціни на електроенергію визначаються на кожен диспетчерський інтервал (наприклад, 30 хвилин, 1 година) для майбутньої доби відповідно до заявок, що надані генеруючими компаніями і розрахунками, здійснюваними оператором ринку. При цьому кожен виробник подає заявку на видачу потужності в електроенергетичну систему. Заявка містить наступні основні данні: робоча потужність відповідного агрегату, вартість пуску зупиненого агрегату, вартість роботи агрегату на холостому ходу, відносний при-

ріст витрат при видачі електроенергії в мережу. Здійснюючи різноманітні розрахунки, програма обирає раціональний склад працюючих енергетичних агрегатів і їх завантаження. Потім для кожного диспетчерського інтервалу складається перелік допущених до роботи агрегатів, починаючи з найбільш економічних. Ціна електроенергії, виробленої самим неекономічним агрегатом, що замикає баланс енергосистеми на даному інтервалі і займає останнє місце в списку, призначається граничною системною ціною або єдиною ціною генерування на оперативному ринку (рис. 2.2), де $S_1 - S_7$ – заявлена вартість виробництва на i -му інтервалі доби, P_{pi} – сумарне навантаження споживачів регіону, P_{ni} – незатребувана потужність генераторів електроенергії, P_{ri} – сумарна робоча потужність генераторів електроенергії, S_r – гранична (крайня) вартість виробництва в енергооб’єднанні.

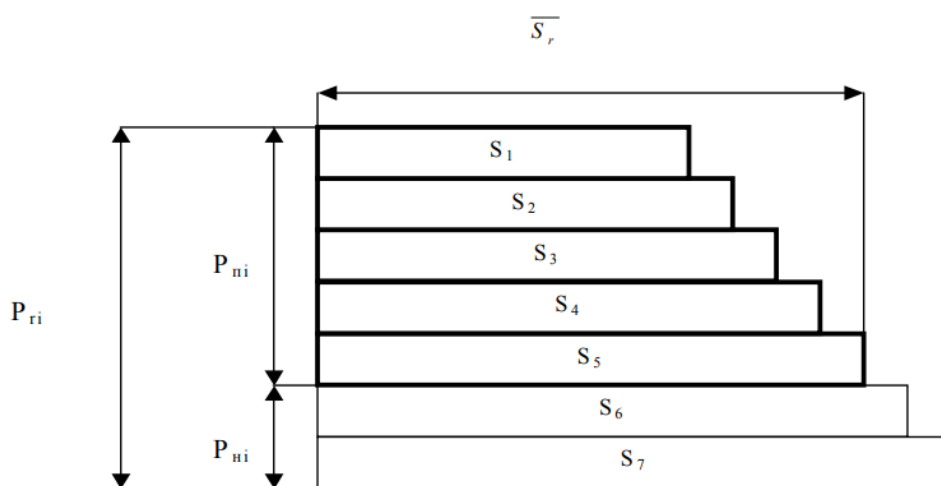


Рисунок 2.2 – Метод граничної вартості електроенергії

На оптовому ринку ціна виробництва електроенергії встановлюється на рівні операційних витрат найдорожчої генеруючої установки, необхідність у якій виникає при черговому збільшенні попиту чи відповідно до економічної теорії на рівні маржинальних витрат виробництва. Конкурентні ціни є більш мінливими, чим усереднені ціни при встановлюваному тарифі завдяки мінливості попиту. При методі середніх цін більшість споживачів не інформовані про варіації операційних витрат протягом сезонів і діб. При ринковому ціноутворенні споживачі

можуть спостерігати зміни цін в залежності від витрат виробництва. Інша проблема ціноутворення, заснованого на маржинальних витратах, полягає в тому, що відображаючи частку постійних і капітальних витрат і задовольняючи попит за ціною маржинальних витрат часто відбувається ситуація, при якій ціна виявляється нижче середніх витрат. Покриваючи змінні, але не постійні витрати, використання маржинального підходу може привести до втрат у галузі [17].

По методу рівних можливостей кожна енергетична компанія зіставляє свою граничну системну ціну електроенергії з цінами, пропонованими іншими енергокомпаніями, і обирає вигідні для себе умови постачання-покупки електроенергії. Усі пропозиції на покупку і продаж на відповідні періоди часу підсумовуються на біржі і у точці перетинання кривих попиту та пропозиції визначається балансова ціна, що і є єдиною ціною оперативного ринку електроенергії.

Розходження між двома підходами до ринкового ціноутворення визначається тим, як організована біржа з боку попиту. При першому підході цінові пропозиції на покупку не запитуються, при другому — покупці (постачальники електроенергії, кінцеві споживачі, енергокомпанії) передають на біржу свої заявки на покупку. Слід зазначити, що крім плати за електроенергію за ціною оперативного ринку виробники також можуть одержувати з фонду пула плату за утримання резервних потужностей і інші технологічні послуги. В окремих випадках застосовуються компенсаційні виплати ефективним виробникам за недопоставку електроенергії через мережні обмеження.

В основі ринкових методів формування вартості лежить поняття граничних витрат – тобто витрат на виробництво і випуск додаткової одиниці продукції. В електроенергетиці граничні (маржинальні) витрати – це переважно змінні витрати, пов'язані з виробництвом кожної додаткової кВт-години. Формування вартості електроенергії в енергосистемі на основі граничних витрат можна проілюструвати таким чином (рис. 2.3).

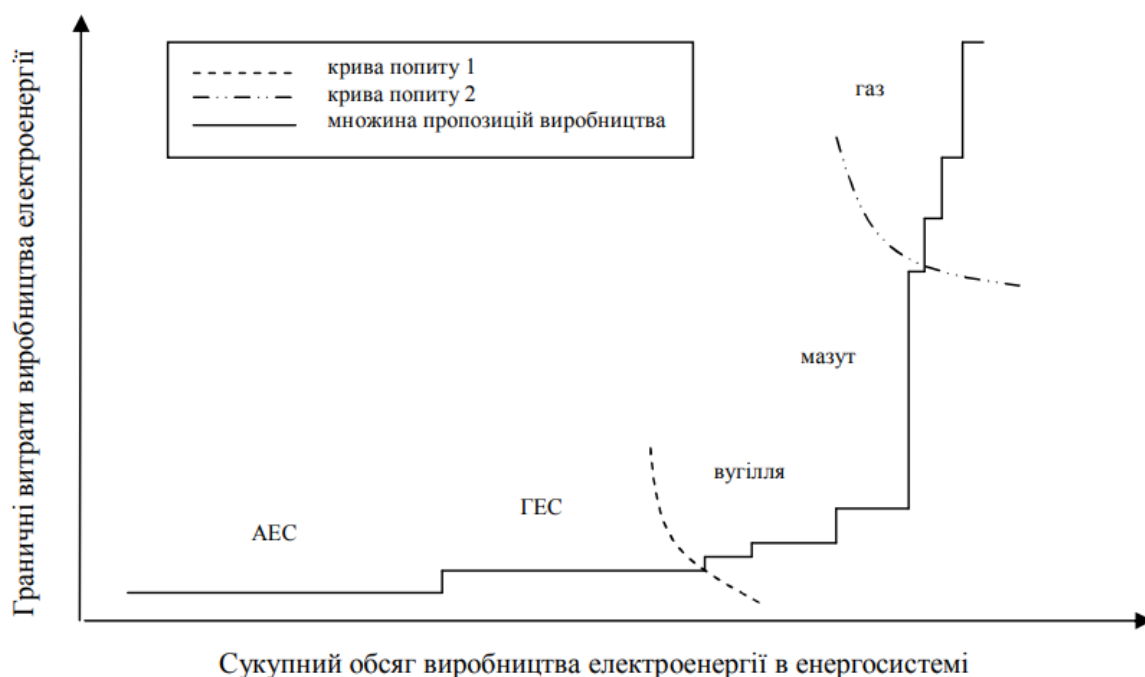


Рисунок 2.3 – Формування вартості електроенергії в енергосистемі

В Україні створений ринок електроенергії з явними рисами конкуренції на оптовому ринку з обов'язковим спотовим ринком, однак ринковий механізм ціноутворення задіяний на незначному сегменті ринку (рис. 2.4).

Можливість впровадження повномасштабного конкурентного оптового ринку з можливістю конкуренції усіх виробників у даний час відсутня. Це обумовлено істотним розривом у витратах виробничих компаній, що зводить до нуля конкурентоспроможність теплових електростанцій у порівнянні з головним конкурентом – атомними електростанціями. Саме тому єдина цінова політика на даному етапі розвитку ринку неможлива, інакше це приведе до одержання надприбутку атомними електростанціями і збиткам теплових енергогенеруючих компаній.

Етапи формування вартості електроенергії на оптовому ринку електроенергії України містять наступне:

1) за правилами оптового ринку електроенергії України формування цін на електроенергію починається з формування цін покупки електроенергії від виробників, що поділяються на дві групи. Перша група має тарифи, що встановлює Національна комісія регулювання електроенергетики (НКРЕ) для продажу

електроенергії в оптовий ринок. До них відносяться атомні електростанції (Національна атомна енергогенеруюча компанія НАЕК «Енергоатом»), частина теплоелектроцентралів, компанія гідроелектростанцій, вітрові установки, тобто ті компанії, що не працюють за ціновими заявками. Ціни компаній теплових електростанцій, що представляють другу групу виробників, формуються за правилами оптового ринку електричної енергії України і засновані на даних цінової заявки;

2) наступним етапом в механізмі ціноутворення є формування оптових ринкових цін (тарифів), за якими здійснюється продаж електроенергії з оптового ринку. На внутрішньому ринку такі ціни (тарифи) встановлюються для постачальників, тарифи яких регулюються і для незалежних постачальників окремо.

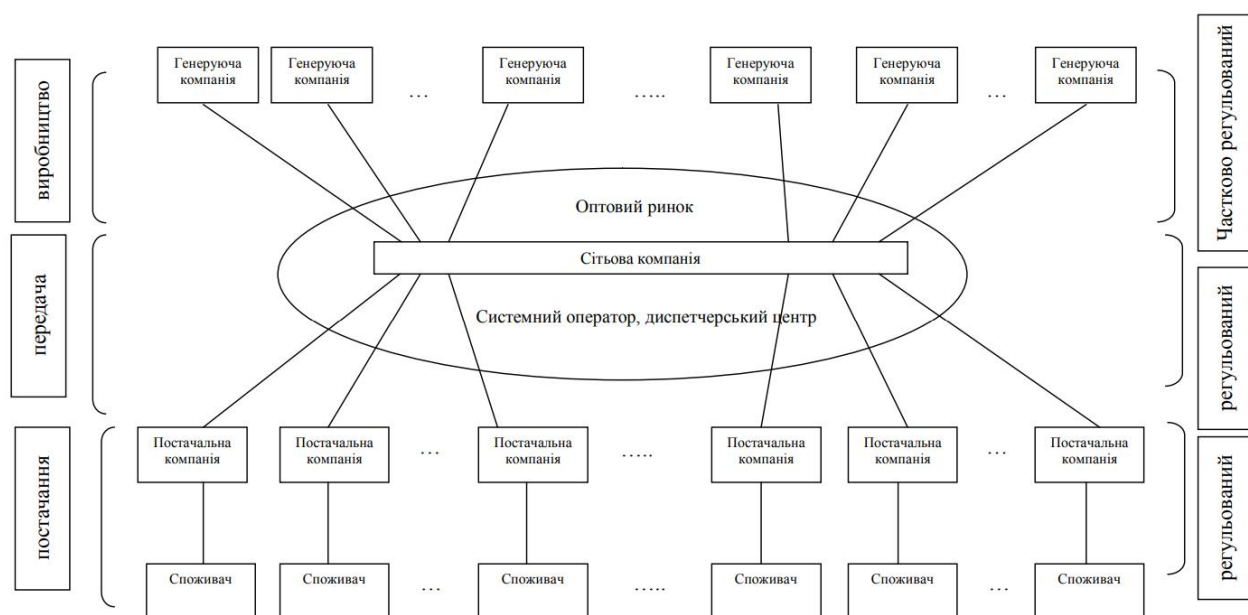


Рисунок 2.4 – Типова структура електроенергетичного ринку

2.2 Механізми формування прогнозованої оптової ринкової ціни на електричну енергію

Процес формування вартості електроенергії в енергосистемі України, від виробництва до постачання кінцевому споживачеві, суцільно здійснюється під контролем регулюючого органу. Відповідно до наданих законодавством повноважень в електроенергетиці України регулювання цін (тарифів) на товари (послуги)

суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання, що проводять діяльність на суміжних ринках у паливно-енергетичному комплексі України, здійснює НКРЕ. Регулюючий орган керується принципами регулювання, визначеними чинним законодавством на основі збалансування економічних інтересів виробників і споживачів їх товарів та послуг, а також забезпечення повного відшкодування споживачем економічно обґрунтованих витрат на виробництво, передачу та постачання електричної енергії.

Система цінового регулювання передбачає контроль за ціноутворенням на кожному етапі формування тарифів на електроенергію – виробництва, передачі та постачання електричної енергії. НКРЕ встановлює тарифи на:

1) Відпуск електричної енергії для енергогенеруючих підприємств, що працюють на ОРЕ не за ціновими заявками. До такої групи виробників електричної енергії належать атомні (АЕС) і гідро- та гідроакумуючі (ГЕС та ГАЕС) електростанції, теплоелектроцентралі (ТЕЦ), когенераційні установки (КУ);

2) Передачу електричної енергії місцевими (локальними) мережами та тарифи на постачання електричної енергії за регульованим тарифом;

3) Передачу електроенергії магістральними та міждержавними електромережами. Відповідно до повноважень, передбачених чинним законодавством, НКРЕ також встановлює «зелений» тариф на електричну енергію, вироблену суб'єктами господарювання на об'єктах електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – вироблену лише малими гідроелектростанціями).

Прогнозована оптова ринкова ціна формується НКРЕКП на основі прогнозного балансу електричної енергії ОЕС України, затвердженого центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику в електроенергетичному комплексі, прогнозних обсягів відпуску електричної енергії в ОРЕ та прогновної структури палива теплових електростанцій на відповідний період, розрахованих центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику в електроенергетичному комплексі, відповідно до прогнозного балансу електричної енергії ОЕС України.

Прогнозована оптова ринкова ціна формується на підставі[16]:

- 1) тарифів продажу електричної енергії в ОРЕ, затверджених НКРЕКП для Виробників, які не працюють за ціновими заявками ($T_{вр}^T$);
- 2) цін продажу в ОРЕ імпортованої електричної енергії операторами зовнішніх перетоків, затверджених НКРЕКП ($T_{оip}^{imp}$);
- 3) тарифу на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, включаючи плату за централізоване диспетчерське управління ОЕС України, затвердженого НКРЕКП (T_p^{mm});
- 4) ціни продажу електричної енергії в ОРЕ Виробниками, які працюють за ціновими заявками (Π_p^{u3});
- 5) обсягів продажу електричної енергії в ОРЕ Виробниками, які не працюють за ціновими заявками, відповідно до затвердженого прогнозного балансу електричної енергії ОЕС України ($E_{вр}^T$);
- 6) обсягів продажу електричної енергії в ОРЕ Виробниками, які працюють за ціновими заявками, відповідно до затвердженого прогнозного балансу електричної енергії ОЕС України (E_p^{u3});
- 7) обсягів імпорту електричної енергії в ОРЕ операторами зовнішніх перетоків відповідно до затвердженого прогнозного балансу електричної енергії ОЕС України ($E_{оip}^{imp}$);
- 8) обсягу передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами відповідно до затвердженого прогнозного балансу електричної енергії ОЕС України (E_p^{mm});
- 9) обсягу технологічних витрат електричної енергії в магістральних та міждержавних електричних мережах відповідно до затвердженого прогнозного балансу електричної енергії ОЕС України (E_p^{mmB});
- 10) кошторису витрат ДП «Енергоринок», затвердженого НКРЕКП (D_p^{3p});
- 11) прогнозного обсягу дотацій для компенсації втрат від здійснення постачання електричної енергії за регульованим тарифом (D_p^{nb});
- 12) додаткових платежів Виробникам, які працюють за ціновими заявками, на реконструкцію та модернізацію енергетичного обладнання Виробників (D_p^{pek});

13) прогнозного обсягу акцизного податку (D_p^{an});

14) додаткових платежів Виробникам, які працюють за ціновими заявками, на виконання законодавчих актів та урядових рішень, погашення безнадійного боргу (D_p^{36});

15) ставки акцизного податку, що визначена податковим кодексом України (K^{an}).

Прогнозована оптова ринкова ціна формується, виходячи з вартості електричної енергії, яка закуповується ОРЕ у Виробників, з урахуванням вартості імпортованої електроенергії, витрат на диспетчеризацію та утримання магістральних та міждержавних електромереж, платежу за послуги ДП «Енергоринок», платежів Виробникам на реконструкцію та модернізацію енергетичного обладнання, прогнозного обсягу акцизного податку, платежів для компенсації втрат від здійснення постачання електричної енергії за регульованим тарифом, платежів Виробникам на виконання законодавчих актів та урядових рішень.

Цінові та вартісні показники, на підставі яких формується прогнозована оптова ринкова ціна, застосовуються без урахування податку на додану вартість.

Прогнозна ціна продажу електричної енергії в ОРЕ Виробниками, які працюють за ціновими заявками, розраховується за формулою:

$$C_p^{up} = \frac{(D_p^{up} + D_p^{an}) \times (1 + \frac{n}{100})}{E_p^{up}}, \quad (2.1)$$

$$\text{де } D_p^{up} = D^{up} \times (1 + \frac{ПДВ_p}{100}), \quad (2.2)$$

$$D_p^{an} = \frac{C^{up} \times b \times E_p^{an}}{1000}, \quad (2.3)$$

$$\text{де } C^{up} = \sum_k \left(\frac{C_k^{fuel}}{K_k^Q} \times \frac{r_k^e}{100} \right), \quad (2.4)$$

де C_k^{fuel} — ціна натурального палива (вугілля, газ, мазут), розраховується:

$$C_k^{fuel} = C_k^{fuel} + C_k^{st}, \quad (2.5)$$

е індикативна ціна вугілля, яка визначається на підставі середньої ринкової ціни на європейському ринку

вт - ціна транспортування вугілля

Прогнозний платіж Виробникам, які не працюють за ціновими заявками, розраховується за формулою:

$$D_p^T = \sum_x (T_{xp}^T \times E_{xp}^T) \quad (2.6)$$

Прогнозний платіж операторам зовнішнього перетоку розраховується за формулою:

$$D_p^{imp} = \sum_o \sum_i (T_{oip}^{imp} \times E_{oip}^{imp}) \quad (2.7)$$

Прогнозний платіж за проведення централізованого диспетчерського управління та використання магістральних та міждержавних електромереж розраховується за формулою:

$$D_p^{imp} = T_p^{imp} \times E_p^{imp} \quad (2.8)$$

Прогнозний обсяг акцизного податку розраховується за формулою:

$$D_p^{ap} = (D_p^{uz} + D_p^T + D_p^{xp} + D_p^{imp} + D_p^{imp} + D_p^{pek} + D_p^{ze} + D_p^{ap}) \times \frac{K^{ap}}{100} \quad (2.9)$$

При цьому прогнозована оптова ринкова ціна розраховується за методикою встановленою НКРЕКП [18] де

$$\Pi_p^{пор} = \frac{D_p^{uz} + D_p^T + D_p^{imp} + D_p^{imp} + D_p^{tw} + D_p^{xp} + D_p^{pek} + D_p^{ze} + D_p^{ap}}{E_p^{uz} + \sum_x E_{xp}^T + \sum_o \sum_i E_{oip}^{imp} - E_p^{imp}} \quad (2.10)$$

$E_{вр}^T$ - обсяг продажу електричної енергії в ОРЕ Виробником, який не працює за ціновими заявками, МВт·год;

E_p^{uz} - обсяг продажу електричної енергії в ОРЕ Виробниками, які працюють за ціновими заявками, МВт·год;

D_p^T - прогнозний платіж Виробникам, які не працюють за ціновими заявками, грн;

$D_p^{цз}$ - прогнозний платіж Виробникам, які працюють за ціновими заявками, грн;

$D_p^{эp}$ - кошторису витрат ДП «Енергоринок», затвердженого НКРЕКП, грн;

$D_p^{рек}$ - додаткові платежі Виробникам, які працюють за ціновими заявками, на реконструкцію та модернізацію енергетичного обладнання Виробників, грн;

Таким чином для постачальників електроенергії ціна покупки формується на основі середньої оптової ціни покупки електроенергії від виробників, а також надбавки, яка включає витрати на утримання Державного підприємства (ДП) «Енергоринок», витрати Національної енергетичної компанії (НЕК) «Укренерго» на передачу електроенергії магістральними і міждержавними лініями електропередач і централізоване диспетчерське управління, інвестиційної складової. Окрім цього, в формуванні оптової ринкової ціни беруть участь дотаційні сертифікати, що встановлюються для постачальників за регульованим тарифом для компенсації збитків від постачання електроенергії окремим категоріям споживачів. Отже значна кількість українських споживачів, а саме: приватних домогосподарств та окремих крупних заводів металургійної та хімічної промисловості отримують перехресні субсидії. Так як розмір субсидій додається до середньої оптової ціни виробленої електроенергії, решта промислових та інших споживачів змушені сплачувати ці субсидії, оскільки вони включені у їхні тарифи.

2.3 Оцінювання вартості електроенергії з відновлювальних джерел енергії

2.3.1 Особливості використання спеціальних тарифів для відновлювальних джерел енергії

Відповідно Закону України «Про електроенергетику» зі змінами та доповненнями [6], запроваджений у 2009 році ЗТ – це спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, зокрема на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пус-

кових комплексах), з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів), а з використанням гідроенергії – вироблена лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями (МГЕС).

Відповідно до [6] мікрогідроелектростанція, мінігідроелектростанція, мала гідроелектростанція – електричні станції, що виробляють електричну енергію за рахунок використання гідроенергії, причому встановлена потужність мікрогідроелектростанцій не перевищує 200 кВт, мінігідроелектростанцій становить більше 200 кВт, але не перевищує 1 МВт, МГЕС – становить більше 1 МВт, але не перевищує 10 МВт. Мінімальний розмір ЗТ встановлюється НКРЕКП для кожного суб'єкта господарювання, який генерує електроенергію з ВДЕ на рівні роздрібного тарифу на електроенергію для споживачів другого класу напруги станом на 01.01.2009 року (0,58 грн/кВт·год) [19], помноженого на відповідний коефіцієнт ЗТ, встановлений для кожного виду ВДЕ окремо. Динаміка зміни коефіцієнтів ЗТ для різних технологій ВЕ з 2013 по 2030 роки наведена у додатку А. Щомісяця розміри ЗТ переглядаються НКРЕКП шляхом перерахунку в євро на дату їх перегляду відносно курсу євро, офіційно встановленого Національним банком України (НБУ) станом на 01.01.2009 року, за наступними алгоритмами:

$$\text{за умови } \frac{N_{\text{євроXX.XX.XXXX}}}{N_{\text{євро 01.01.2009}}} > 1, \text{ЗТ XX.XX.XXXX} = \text{ЗТ 01.01.2009} \times \frac{N_{\text{євроXX.XX.XXXX}}}{N_{\text{євро 01.01.2009}}} \quad (2.11)$$

$$\text{за умови } \frac{N_{\text{євроXX.XX.XXXX}}}{N_{\text{євро 01.01.2009}}} \leq 1, \text{ЗТ XX.XX.XXXX} = \text{ЗТ 01.01.2009} \quad (2.12)$$

де ЗТ XX.XX.XXXX – величина ЗТ на дату його перегляду, к./кВт·год;

ЗТ 01.01.2009 – величина ЗТ станом на 01 січня 2009 року, к./кВт·год; N євро XX.XX.XXXX – офіційний курс гривні щодо курсу євро, встановлений НБУ станом на дату перегляду ЗТ, грн;

N євро 01.01.2009 – офіційний курс гривні щодо курсу євро, встановлений НБУ станом на 01 січня 2009 року, грн. (10,85546 грн за 1 євро).

Після перегляду тарифу його величина не може бути нижчою за мінімальний розмір ЗТ [19]. Таким чином, фіксація розмірів ЗТ, конвертованих в євро, убезпечує виробників електроенергії з ВДЕ від коливань курсу гривні стосовно євро та можливої інфляції. Електроенергія з ВДЕ, на яку встановлено ЗТ, підлягає продажу на оптовому ринку електричної енергії (ОРЕ)

України. Державне підприємство «Енергоринок», яке є єдиним покупцем електричної енергії в Україні, зобов'язане купувати у суб'єктів господарювання, яким встановлено ЗТ, всю електричну енергію, вироблену на об'єктах електроенергетики, що використовують ВДЕ. Українським законодавством не передбачені спеціальні джерела фінансування ЗТ, тому ДП «Енергоринок» планує свою діяльність таким чином, щоб забезпечити фінансування виплат за ЗТ, зокрема шляхом включення електроенергії, придбаної за ЗТ, до розрахунку середньозваженої оптової ціни електроенергії [20].

Таблиця 2.1 Розмір зеленого тарифу залежно від обсягу та виду ВДЕ [21]

Вид електростанції		Тариф залежно від графіку введення в експлуатацію				
		2015	2016	2017-2019	2020-2024	2025-2029
		€ст/ кВт*год	€ст/ кВт*год	€ст/ кВт*год	€ст/ кВт*год	коп/ кВт*год
ВЕС	<= 600 кВт	5,81	5,81	5,81	5,17	49,11
	600-2000 кВт	6,87	6,78	6,78	6,03	57,29
	>2 МВт	10,17	10,17	10,17	9,04	85,94
СЕС	На поверхні землі	16,96	16	15,02	13,51	130,37
	На дахах /фасадах будівель	18,04	17,23	16,37	14,75	142,06
Біоенергетичні станції		12,38	12,38	12,38	11,14	107,57

Продовження таблиці 2.1.

Геотермальні електростанції		15,02	15,02	15,02	13,51	130,37
ГЕС	<= 200 кВт	17,44	17,44	17,44	15,72	151,41
	200-1000 кВт	13,94	13,94	13,94	12,54	121,01
	1-10 МВт	10,44	10,44	10,44	9,42	90,61
Електростанції домогосподарств	СЕС до 30 кВт	20,03	19	18,06	16,26	157,26
	ВЕС до 30 кВт	11,63	11,63	11,63	10,44	101,14

Схема державного економічного стимулювання виробництва електроенергії за допомогою ЗТ встановлена до 01.01.2030 року і поширюється на суб'єктів господарювання, які виробляють електроенергію з ВДЕ на генеруючих об'єктах, ведених в експлуатацію у період її чинності. У разі внесення змін до чинного законодавства, що регулює порядок стимулювання генерації електроенергії з ВДЕ, суб'єкти господарювання за бажанням можуть обрати новий порядок стимулювання.

Встановлені потужності ВДЕ в Україні мають тенденцію до щорічного зростання середньорічний темп зростання встановленої потужності ВДЕ складає 31%.

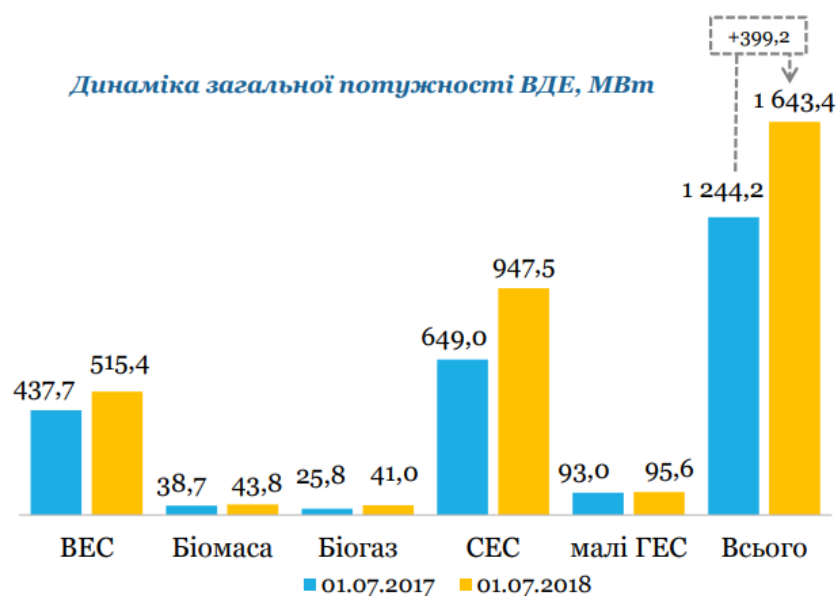
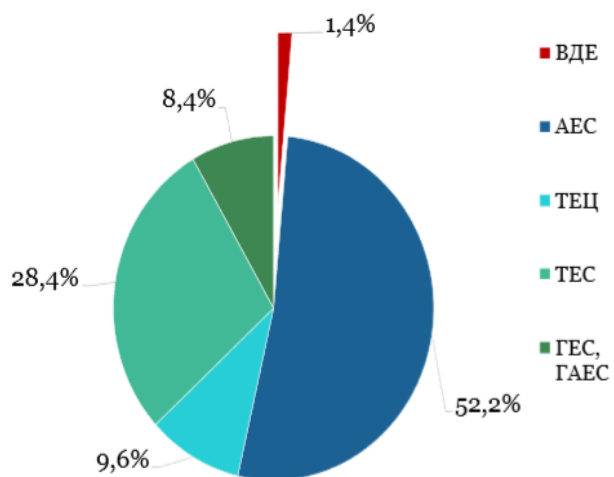


Рисунок 2.5 - Динаміка зростання встановленої потужності об'єктів ВДЕ 2018р

Таке зростання призводить до збільшення вартості електричної енергії, динаміку зростання можна побачити на рис 2.6-2.7.

Частка ВДЕ в виробництві електричної енергії



Частка ВДЕ в вартості електричної енергії

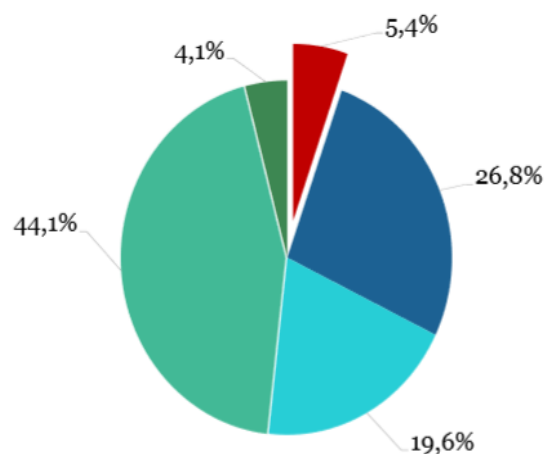
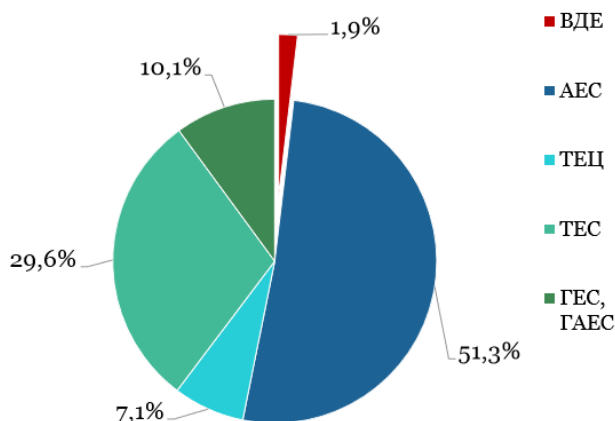


Рисунок 2.6- Частка ВДЕ в виробництві та вартості електричної енергії в 1 кв 2018р

Частка ВДЕ в виробництві електричної енергії



Частка ВДЕ в вартості електричної енергії

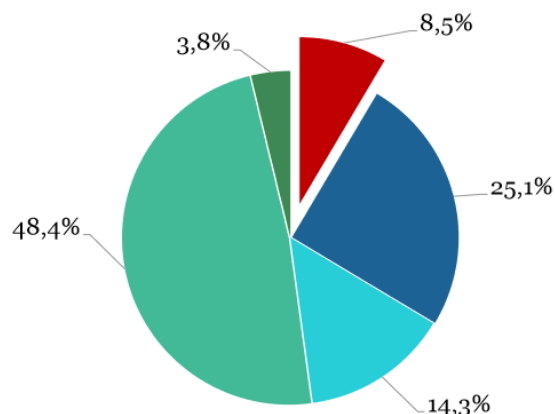


Рисунок 2.7 - Частка ВДЕ в виробництві та вартості електричної енергії в 2 кв. 2018р

Можна зробити висновки що при таких темпах росту генерації електричної енергії з ВДЕ її вартість буде збільшуватись, адже зелений тариф прив'язаний до курсу євро та року вводу в експлуатацію станції.

2.3.2 Підходи визначення собівартості електроенергії з ВДЕ

У світовій практиці для оцінювання ефективності інвестиційних проектів використовується ряд розрахункових методик [22], основними з яких у сфері будівництва енергетичних об'єктів вважаються рекомендації Організації Об'єднаних Націй з промислового розвитку (United Nations Industrial Development Organization, UNIDO) [23, 24] та Міжнародної агенції з атомної енергії (International Atomic Energy Agency, IAEA) [25].

Показники оцінювання інвестиційних проектів, рекомендовані UNIDO, є критеріями комерційної ефективності, тобто відображають, передусім, інтерес інвестора – досягнення максимального прибутку в найбільш короткі терміни. Методика IAEA, навпаки, здебільшого орієнтована на кінцевого споживача, зацікавленого в зниженні тарифу на електроенергію. В її основу покладено визначення

середньої розрахункової вартості генерації електроенергії – LCOE. Цей показник відображає фіксований тариф на електроенергію, що становить собівартість її генерації, при якому сукупна дисконтована виручка від продажу електроенергії кінцевому споживачу дорівнює сукупним дисконтованим витратам протягом упродовж усього життєвого циклу генеруючого об'єкта. Іншими словами, це мінімальна ціна, за якою електроенергія, згенерована за весь термін служби електростанції, повинна бути реалізована для досягнення її точки беззбитковості. Якщо ціна на електроенергію буде вищою за LCOE, це дасть більший, ніж прийнята ставка дисконтування, показник прибутковості на інвестований капітал, у той час як менша ціна не дозволить проекту окупитися із заданою ставкою дисконтування.

Сьогодні, окрім IAEA, методика LCOE широко застосовується низкою авторитетних організацій для порівняльного аналізу витрат на виробництво електричної енергії на основі різних технологій генерації: Міжнародним енергетичним агентством (International Energy Agency) [26] та Міжнародним агентством з відновлювальної енергії (International Renewable Energy Agency) [27].

Окремі країни світу, зокрема Німеччина, Нідерланди, Великобританія, Іспанія та інші, використовують результати розрахунку LCOE як основу для визначення пільгових тарифів на електроенергію з ВДЕ [28]. Для отримання більш точних результатів LCOE рекомендовано розраховувати для кожної конкретної країни, що підтверджується дослідженням [29], у якому автор зробив висновки, що розрахункове значення LCOE залежить від специфічних умов реалізації проектів ВЕ, властивих кожній окремій країні.

З огляду на відсутність в Україні затверджених на законодавчому рівні рекомендацій щодо визначення вартості електроенергії з ВДЕ та враховуючи провідний світовий досвід щодо використання методики LCOE, вважаємо за доцільне використати за основу саме її для визначення собівартості електроенергії з ВДЕ у рамках системи торгівлі ЗС.

Треба зауважити, що алгоритм розрахунку LCOE може містити в себе різні показники залежно від виду джерела енергії, потреби урахування вартості викидів

діоксиду вуглецю, вартості зберігання енергії для автономних генеруючих об'єктів ВЕ, заходів регуляторної політики (податкові та митні пільги, дотації) тощо [30, 31, 32]. Для розрахунку собівартості електроенергії з ВДЕ в Україні пропонуємо врахувати такі показники: інвестиційні та експлуатаційні витрати, вартість палива (для всіх видів ВДЕ, окрім біомаси, паливна складова відсутня), витрати на виведення генеруючого об'єкта з експлуатації, обсяг згенерованої електроенергії та ставку дисконтування.

Враховуючи складнопрогнозованість інфляційних процесів в Україні, їх вплив на коливання курсу національної грошової одиниці та фактичну ефективність інвестицій, розрахунок LCOE доречно проводити у відносно стабільній іноземній валюті.

Як зазначалося вище, при розрахунку LCOE дисконтовані доходи від генерації електроенергії дорівнюють дисконтованій вартості її генерації, що з урахуванням вищеперелічених складових можна виразити так:

$$\sum_{t=0}^n (E_{it} \cdot LCOE_{REi}) \cdot (1 + r)^{-t} = \sum_{t=0}^n (I_{it} + O\&M_{it} + F_{it} + D_{it}) \cdot (1 + r)^{-t} \quad (2.12)$$

де E_{it} – обсяг згенерованої електроенергії з i -го виду ВДЕ у t -му році, МВт·год;

$LCOE_{REi}$ – фіксований тариф на електроенергію, що відображає собівартість її генерації з відповідного виду ВДЕ упродовж усього життєвого циклу електростанції, євро/МВт·год;

I_{it} – інвестиційні витрати для реалізації проекту ВЕ на основі i -го виду ВДЕ у t -му році, євро/МВт·год;

$Q\&M_{it}$ – витрати на експлуатацію і технічне обслуговування генеруючого об'єкта на основі i -го виду ВДЕ у t -му році, євро/МВт·год;

F_{it} – витрати на паливо для генеруючого об'єкта на основі i -го виду ВДЕ у t -му році, євро/МВт·год;

D_{it} – витрати на виведення генеруючого об'єкта на основі i -го виду ВДЕ з експлуатації у t -му році, євро/МВт·год;

t – рік реалізації проекту;

r – ставка дисконтування, %;

n – тривалість життєвого циклу генеруючого об'єкта, років.

Таким чином, $LCOE_{REi}$ можна розрахувати за формулою:

$$LCOE_{REi} = \frac{\sum_{t=0}^n (I_{it} + O\&M_{it} + F_{it} + D_{it}) \cdot (1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^n (E_{it} \cdot LCOE_{REi}) \cdot (1+r)^{-t}} \quad (2.13)$$

Для урахування вартості як власних, так і позикових коштів, залучених для реалізації проектів ВЕ, при розрахунку $LCOE_{REi}$ розмір ставки дисконтування доцільно визначити на основі середньозваженої вартості капіталу (WACC):

$$WACC = K_s \cdot W_s + K_d \cdot W_d \cdot (1 - tx), \quad (2.14)$$

де K_s – вартість власного капіталу для реалізації проекту, частка одиниці; W_s – частка власного капіталу за балансом, частка одиниці; K_d – вартість позикового капіталу для реалізації проекту, частка одиниці; W_d – частка позикового капіталу за балансом, частка одиниці; tx – ставка податку на прибуток підприємства, частка одиниці.

Вартість позикового капіталу при визначенні ставки дисконтування за вищезазначеною формулою розраховується на основі вартості банківського кредиту. Оцінювання вартості власного капіталу пропонуємо визначати як суму ставок прибутковості альтернативних інвестицій у безризиковий фінансовий актив та премії за ризик, яка буде відображати додаткову прибутковість, яку вимагатимуть інвестори при інвестуванні в проекти ВЕ на території України. Розмір премії пропонуємо встановлювати на рівні крайнього ризику, оцінка якого ґрунтується на суверенних рейтингах держав та публікується незалежними рейтинговими агентствами Moody's і Standard & Poor's [33].

Таким чином, формула для розрахунку вартості власного капіталу буде мати такий вигляд:

$$K_s = DR_{at} + CR = (D_{ir} - D_{ir} \cdot PI_{tr}) + CR \quad (2.15)$$

де DR_{at} – річна середня ставка за депозитами в євро для юридичних осіб після сплати податку на пасивні доходи, частка одиниці; Dir – середня річна ставка за депозитами в євро для юридичних осіб, частка одиниці; $PItr$ – ставка податку на пасивні доходи, частка одиниці; CR – країний ризик, частка одиниці.

Визначення всіх вищезазначених складових дозволить нам розрахувати ставку дисконтування, за якою доцільно здійснювати розрахунок $LCOE_{RE}$, значення якого буде покладено в основу формування ціни на електроенергію з ВДЕ у рамках системи торгівлі ЗС. Зауважимо, що після розрахунку $LCOE_{RE}$ в євро його значення необхідно конвертувати в гривню і всі наступні розрахунки проводити в національній грошовій одиниці.

Треба зазначити, що діапазон терміну окупності проектів ВЕ, необхідний для залучення вітчизняних та іноземних інвесторів в український сектор ВЕ, становить 7–10 років. З огляду на це величину коефіцієнта прибутковості доцільно орієнтувати на такий термін.

2.4 Аналіз інструментів для побудови прогнозних моделей

Методи прикладної статистики широко використовується при аналізі зв'язку між явищами. Показники енергоспоживання залежать від ряду чинників. У більшості випадків між змінними величинами, що характеризують фактори економічного або фізичного впливу на обсяги енергоспоживання, існують залежності, які відрізняються від функціональних. Таку залежність між змінними величинами називають імовірнісною або стохастичною. Для вивчення стохастичних залежностей між змінними величинами використовують регресійний аналіз.

Парна та множинна регресія

При вивченні впливу одного явища на інше та прогнозуванні змін зручно працювати з функціями, що зв'язують досліджувані явища. Функції, тобто аналітичний вираз залежності між залежною змінною (результативною ознакою) і однією або декількома незалежними змінними (факторними ознаками), визначають за допомогою регресійного аналізу. Регресійний аналіз проводиться

послідовно зі зменшенням (або збільшенням) числа незалежних змінних і виду регресійної функції. Найскладнішою проблемою є вибір форми та аналітичного виразу зв'язку. Рівняння, що отримують в результаті кореляційно-регресійного аналізу називають регресійною моделлю.

Парна регресія використовується для встановлення математичної залежності між двома змінними. Парна регресія - це рівняння, що описує кореляційний зв'язок між парою змінних: залежної (результативної ознакою) та незалежної (факторної ознакою):

$$\hat{y} = f(x) \quad (2.16)$$

Функція, що описує зв'язок, може бути як лінійної, так і нелінійної. Парна регресія, що описує лінійний зв'язок між двома змінними має вигляд:

$$\text{або } \hat{y} = \alpha_0 + \alpha_1 x = f(x) \quad (2.17)$$

де \hat{y} - залежна змінна (результативна ознака); x - незалежна змінна (факторна ознака);

α_0, α_1 - параметри парної лінійної регресії.

При моделюванні парна регресія може дати хороший результат, якщо впливом інших факторів, що впливають на об'єкт дослідження, можна знехтувати.

Множинна регресія (або багатофакторна регресія) використовується для визначення математичної залежності між багатьма (двома або більше) незалежними змінними (факторними ознаками) і залежною змінною (результативною ознакою):

$$\hat{y} = f(x_1, x_2, \dots, x_k) \quad (2.18)$$

де індекс k - кількість факторних ознак.

Зважаючи на те, що будь-яку функцію багатьох змінних шляхом логарифмування або заміни змінних можна звести до лінійного вигляду, рівняння множинної регресії можна виразити у вигляді лінійної функції:

$$\hat{y} = \alpha_0 + \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \dots + \alpha_k x_k \quad (2.19)$$

Результативна ознака \hat{y} є очікуваною (або прогнозованою) величиною і надалі цю змінну будемо зверху позначати діактричним знаком циркумфлекс (лат. cir-

sumflexus), щоб відрізнити її від фактичної величини y_i , що спостерігається. Якщо аналізується k факторів то надаємо кожному з них індекс « j », тобто маємо позначення x_j для кожного фактору, де $j = 1, \dots, k$.

Параметри регресії розрізняються за своїм змістом, тому у рівнянні (2.19) параметр з індексом «0» (α_0) будемо називати вільним членом регресійного рівняння, а параметри α_j , (де $j=1, \dots, k$) при відповідній незалежній змінній x_j будемо називати коефіцієнтами регресійного рівняння. Кожний коефіцієнт рівняння α_j вказує на ступінь впливу відповідного фактору x_j на результативну ознаку \hat{y} .

Аналіз якості регресійної моделі. Розглянемо процедуру аналізу якості регресійної моделі на прикладі моделі множинної лінійної регресії. Оскільки на практиці процедури побудови моделей здійснюються за допомогою згаданих вище спеціальних статистичних пакетів прикладних програм для ЕОМ, то проблеми оцінювання параметрів, аналізу якості і уточнення форми моделі вирішуються паралельно.

Аналіз якості моделі полягає у виконанні наступних завдань:

- оцінка значимості коефіцієнтів рівняння;
- аналіз взаємозв'язків між змінними моделі;
- оцінка значущості моделі в цілому;
- дослідження випадкової складової моделі.

Оцінка значущості коефіцієнтів здійснюється за допомогою згадуваних вище t -критеріїв Стюдента. В оптимальній моделі (тобто в моделі, придатній для практичного використання) всі коефіцієнти рівняння повинні бути значущими.

Аналіз взаємозв'язку між змінними досліджують за допомогою коефіцієнтів парної кореляції. Коефіцієнти кореляції між будь-якими двома факторами x_i і x_j ($i \neq j$) повинні бути незначними (в ідеалі - рівними нулю), в іншому випадку ці фактори дублюють один одного. І навпаки, коефіцієнти кореляції між досліджуваною характеристикою y_i і будь-яким з факторів x_i повинні бути значущими, інакше цей фактор не робить істотного впливу на результат і може бути виключений з рівняння моделі.

При аналізі взаємозв'язків за допомогою коефіцієнтів парної кореляції паралельно коригується форма вихідної моделі. Цей процес вимагає творчого підходу. Виняток окремих факторів може поліпшити одні й одночасно погіршити інші показники якості моделі. Тому дослідник повинен часто йти шляхом проб і помилок, перебираючи і аналізуючи різні варіанти моделей.

Значимість регресійної моделі в цілому оцінюється за допомогою трьох показників:

- коефіцієнта множинної кореляції;

$$r = \sqrt{R^2} = \sqrt{\frac{\sum (\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum (y_i - \bar{y})^2}} \quad (2.20)$$

коефіцієнт множинної кореляції є оцінкою близькості математичної форми зв'язку до вибірових даних

- коефіцієнта детермінації;

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (2.21)$$

показник щільності кореляційного зв'язку показника Y з факторами X_i , а також показник ступеня близькості математичної форми зв'язку до вибірових даних.

- критерію Фішера.

$$F = \frac{R^2}{1-R^2} \cdot \frac{f_2}{f_1} \quad (2.22)$$

де R – коефіцієнт кореляції;

f_1 і f_2 - число ступенів свободи.

Всі ці показники можуть з однаковим успіхом бути використані для оцінки значущості регресійної моделі. Однак якщо модель нелінійна, то слід використовувати критерій Фішера.

Випадкова складова моделі оцінюється залишками $\{e_i\}$.

Процедура аналізу залишків регресійній моделі аналогічна відповідній процедурі для аналізу трендової моделі. Єдина відмінність полягає в тому, що при перевірці на відсутність автокореляції залишки попередньо необхідно розташувати в хронологічній послідовності.

Нагадаємо, що в хорошій моделі випадкова складова повинна підкорятися нормальному закону розподілу ймовірностей з нульовим математичним очікуванням, постійної дисперсією і відсутністю автокореляції між будь-якими двома сусідніми значеннями.

Припустимо, що ми змогли побудувати кілька моделей, які відповідають всім розглянутим вище показникам якості:

всі коефіцієнти рівняння значимі;

модель в цілому значима;

виконуються всі вимоги до випадкової складової.

Тоді виникає питання: яка з побудованих моделей найкраща? З формальної точки зору найкращою моделлю слід вважати модель з максимальним значенням критерію Фішера, розрахованого для оцінки значущості моделі в цілому.

Для лінійних регресійних моделей з тією ж метою можна використовувати коефіцієнт детермінації або коефіцієнт множинної кореляції, а для нелінійних - суму квадратів залишків. Проте найкраща модель, обрана за критерієм Фішера, буде найкращою і за всіма іншими перерахованими критеріями.

Регресійна статистика та оцінка параметрів множинної лінійної регресії.

Рівнем значущості α називається задана ймовірність помилкового рішення. Тобто рівень значущості – це максимальне значення ймовірності появи події, при якому подія вважається практично неможливим. У статистиці найбільше поширення набув рівень значущості $\alpha = 0,05$. Такій рівень значущості рівний 0,05, означає, що допускається не більше ніж 5-відсоткова ймовірність помилки. Коли потрібна особлива впевненість у достовірності отриманих результатів та надій-

ності висновків, то рівень значущості приймають рівним $\alpha = 0,01$. Інколи рівень значущості приймають рівним $\alpha = 0,1$.

Рівнем надійності або довірчою ймовірністю називають величину P , яка визначається як $P = 1 - \alpha$. Тобто це ймовірність, що визнана достатньою для того, щоб упевнено судити про прийняте статистичне рішення. Відповідно до зазначених вище α довірчі ймовірності P вибирають рівними 0,95, 0,99 або 0,90.

Ймовірність прийняття нульової гіпотези. При тестуванні статистичних гіпотез використовується спеціальна величина - р-значення (англ. p-value), яка дозволяє оцінити ймовірність помилки при відхиленні нульової гіпотези (помилки першого роду). Якщо при дослідженні висувається робоча гіпотеза H_1 про значущість відмінностей досліджуваних явищ (взаємозв'язку, впливу) та нульова гіпотеза H_0 про відсутність відмінностей (взаємозв'язку, впливу), то зазвичай у дослідженнях необхідно перевірити та підтвердити робочу гіпотезу, та спростувати нульову гіпотезу. Величина р-значення – це ймовірність прийняття нульової гіпотези. Нульова гіпотеза приймається, якщо ми вважаємо відмінність (залежність, взаємозв'язок) випадковим явищем. Оцінка того, наскільки ймовірним є відсутність відмінностей, проводиться на підставі розрахунку р-значення. Для більшості статистичних досліджень чим менше це значення, тим більш достовірний статистичний показник. При вирішенні практичних завдань приймають, що ймовірність прийняти нульову гіпотезу при $p \leq 0,01$ - менше 1%, при $p \leq 0,05$ - менше 5%, а при $p \leq 0,1$ - менше 10%. (тобто іншими словами це означає, що ймовірність зробити помилковий висновок може бути 1%, 5%, 10%.

Довірчим інтервалом називається інтервал, в якому з заданим рівнем надійності знаходиться оцінюваний параметр.

Число ступенів свободи. При проведенні розрахунків число ступенів свободи df визначається за формулою $df = n - k - 1$, де n - обсяг вибірки, k - кількість незалежних змінних (кількість параметрів у рівнянні регресії без вільного члена).

Висновки до розділу

1. Проаналізовано методи формування вартості електроенергії та можливість переходу сучасного оптового ринку до ринку на конкурентних засадах.
2. Досліджено методики для розрахунку оптової ринкової ціни електроенергії, визначені її компоненти та складові, що дозволяє визначити вплив збільшення частки генерації електроенергії з ВДЕ на загальну оптову ціну.
3. В результаті аналізу механізмів ціноутворення встановлено що основним механізмом стимулювання розвитку ВЕ в Україні є “зелений” тариф, який буде діяти до 2030р та прив’язаний до курсу євро.
4. Дослідивши статистичні дані по приросту встановленої потужності ВЕ слід зробити висновок що при постійному збільшенні генерації електроенергії з ВДЕ зростає і її частка в вартості. Проаналізували можливості використання методу визначення середньої розрахункової вартості генерації електроенергії – LCOE для визначення мінімальної собівартості генерації енергії, згенерованої на основі різних технологій ВЕ, який в подальшому дозволить встановлювати більш обґрунтовані ціни на електроенергію.
5. Для визначення математичного апарату щодо проведення досліджень було проаналізована можливість використання методів статистики для побудови прогнозу виробництва електричної енергії. Представлені методи аналізу дозволяють визначити вплив одного явища на інше. Методи дозволяють врахувати вплив різних факторів при прогнозуванні генерації енергії з ВДЕ.

3 ОЦІНЮВАННЯ ВАРТОСТІ ГЕНЕРАЦІЇ ОБЄКТАМИ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

3.1 Процедура формування ціни генерації ВДЕ в ринкових умовах

3.1.1 Методи оцінки ефективності інвестиційних проектів

У світовій практиці для оцінки ефективності інвестиційних проектів використовується ряд розрахункових методик [34], основними з яких, у сфері будівництва енергетичних об'єктів, вважаються рекомендації Організації Об'єднаних Націй з промислового розвитку (United Nations Industrial Development Organization, UNIDO) [35] та IAEA [36]. Відповідно до методології UNIDO для оцінки інвестиційних проектів і вибору найкращого з них найчастіше використовуються такі критерії: – чистий дисконтований дохід (Net Present Value, NPV); – внутрішня норма прибутковості (Internal Rate of Return, IRR); – модифікована внутрішня норма рентабельності (Modified Internal Rate of Return, MIRR); – індекс рентабельності (Profitability Index, PI); – дисконтований період окупності (Discounted Payback Period, DPP).

Розглянемо більш детально вищезазначені показники з урахуванням, що капітальні вкладення в інвестиційний проект здійснюються у повному обсязі в нульовому періоді (році). З позиції інвестора найбільш важливим показником є NPV – чистий приведений дохід, отриманий шляхом дисконтування різниці між річними надходженнями та відтоками грошей, які накопичуються упродовж життєвого циклу проекту. Розрахунок NPV дозволяє оцінити ефективність інвестицій в абсолютних показниках:

$$NPV = -IC_0 + \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+r)^t}, \quad (3.1)$$

де IC_0 – початкові інвестиції у нульовому періоді (році), грн; t – рік реалізації проекту; R_t – потік прогнозованих доходів у t -му році, грн; C_t – потік прогнозованих витрат у t -му році, грн; n – тривалість життєвого циклу проекту, років; r – ставка дисконтування.

Якщо розрахований чистий дисконтований дохід має позитивне значення ($NPV > 0$), то інвестиційний проект вважається економічно ефективним (при заданій ставці дисконтування). За інших рівних умов перевага надається проекту з найбільшою величиною NPV . За умови, якщо $NPV = 0$, грошових потоків від реалізації проекту вистачить лише для відшкодування всіх витрат за проектом. При від'ємному значенні чистого дисконтованого доходу ($NPV < 0$), проект не рекомендується до реалізації, оскільки він є збитковим [35].

Внутрішня норма прибутковості – це така ставка дисконтування, за якої сумарний чистий дисконтований дохід дорівнює сумарній вартості інвестиційних витрат ($NPV = 0$). IRR визначає максимальну вартість залученого капіталу (ставку дисконтування), за якої можна інвестувати кошти без будь-яких втрат для інвестора, тобто:

$$0 = -IC_0 + \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+IRR)^t} \quad (3.2)$$

де $IRR = r$, за якої $NPV = f(r) = 0$.

Якщо $IRR > r$, то інвестиційний проект має внутрішню норму прибутковості вищу, ніж витрати на залучений капітал. Чим більшою є позитивна різниця між IRR та r , тим більш привабливим є інвестиційний проект. За умови, якщо $IRR < r$, реалізація проекту є економічно недоцільною, оскільки внутрішня норма прибутковості не забезпечить покриття витрат на інвестований капітал. Варто зазначити, що показник IRR не дозволяє визначити грошові надходження від вкладених інвестицій в абсолютних показниках. Крім того, при його розрахунку передбачається повна капіталізація всіх отриманих доходів. Це означає, що всі позитивні грошові потоки, які надходять за проектом, реінвестуються за ставкою, що дорівнює внутрішній нормі прибутковості. Зазвичай величина IRR є достатньо високою, і якщо вона близька до рівня реінвестицій компанії, то цієї проблеми не виникає. Однак, на практиці, підприємства рідко володіють щорічними інвестиційними можливостями, які здатні забезпечити рентабельність на визначеному рівні IRR . За таких умов показник внутрішньої норми прибутковості завищує ефект від інвестицій [35].

Усунення даної проблеми можливе за допомогою розрахунку модифікованої внутрішньої норми прибутковості (MIRR). MIRR визначається як норма рентабельності, за якої всі очікувані доходи, приведені до кінця проекту, мають поточну вартість, що дорівнює вартості всіх необхідних витрат [37]. У той час як при застосуванні методу IRR ставка реінвестування дорівнює внутрішній нормі прибутковості, при розрахунку MIRR припускається, що реінвестиції – це ті самі інвестиції, тому вони мають дисконтуватися за ставкою, яка дорівнює вартості капіталу інвестованого об'єкта:

$$MIRR = \sqrt[n]{\frac{\sum_{t=0}^n (R_t - C_t) \cdot (1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^n \frac{IC_0}{(1+r)^t}}} \quad (3.3)$$

де r – ставка дисконтування, яка може бути розрахована як середньозважена вартість капіталу (Weight average cost of capital, WACC).

Розрахунок MIRR можливий лише у випадку, коли потік прогнозованих доходів за проектом перевищує потік прогнозованих витрат. Інвестиційний проект рекомендують до реалізації у випадку, якщо $MIRR > WACC$, оскільки лише за такої умови залучений капітал може принести прибуток.

Індекс рентабельності (PI) характеризує рівень доходів на одиницю витрат і розраховується як відношення очікуваних дисконтованих доходів від реалізації проекту до розміру інвестиційного капіталу:

$$PI = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(R_t - C_t)}{(1+r)^t}}{IC_0} \quad (3.4)$$

Особливе практичне значення критерій PI має при виборі одного проекту з ряду альтернативних, що мають приблизно однакові значення NPV. Так, якщо два проекти мають однакове значення NPV, але різні обсяги необхідних інвестицій, то очевидно, що вигідніше той з них, який забезпечує більшу ефективність вкладень.

Одним із найбільш поширених показників оцінки ефективності інвестиційних проектів є дисконтований період окупності. DPP – це тривалість періоду, необхідна для покриття стартових інвестицій за рахунок чистого дисконтованого доходу, який ними генерується. DPP визначається на основі розрахованих значень

NPV для кожного періоду наростаючим підсумком. Точка зміни від'ємного значення NPV на позитивне буде точкою окупності проекту, тобто:

$$\sum_{t=0}^{DPP} \frac{(R_t - C_t)}{(1+r)^t} \geq IC_0 \quad (3.5)$$

Перевага застосування цього показника полягає в чітко вираженому ним критерії прийнятності інвестиційних проектів (DPP in). Досить часто інвестори для відбору проектів визначають їх допустимий максимальний термін окупності. У такому випадку проекти, які мають більший за визначений термін окупності, відхиляються [38].

3.1.2 Вплив масштабів генеруючої потужності на собівартість електричної енергії

На прикладі трьох СЕС різної потужності проведемо розрахунок впливу масштабів генеруючих потужностей на собівартість генерації електричної енергії.

Для моделювання річного вироблення електричної енергії сонячною електростанцією був використаний програмний продукт PVSYST. Результати моделювання на рисунках 3.1-3.3.

В таблицях 3.1-3.3 наведені кошториси сонячних електростанцій, ці данні будуть використані для розрахунку мінімальної вартості генерації на СЕС.

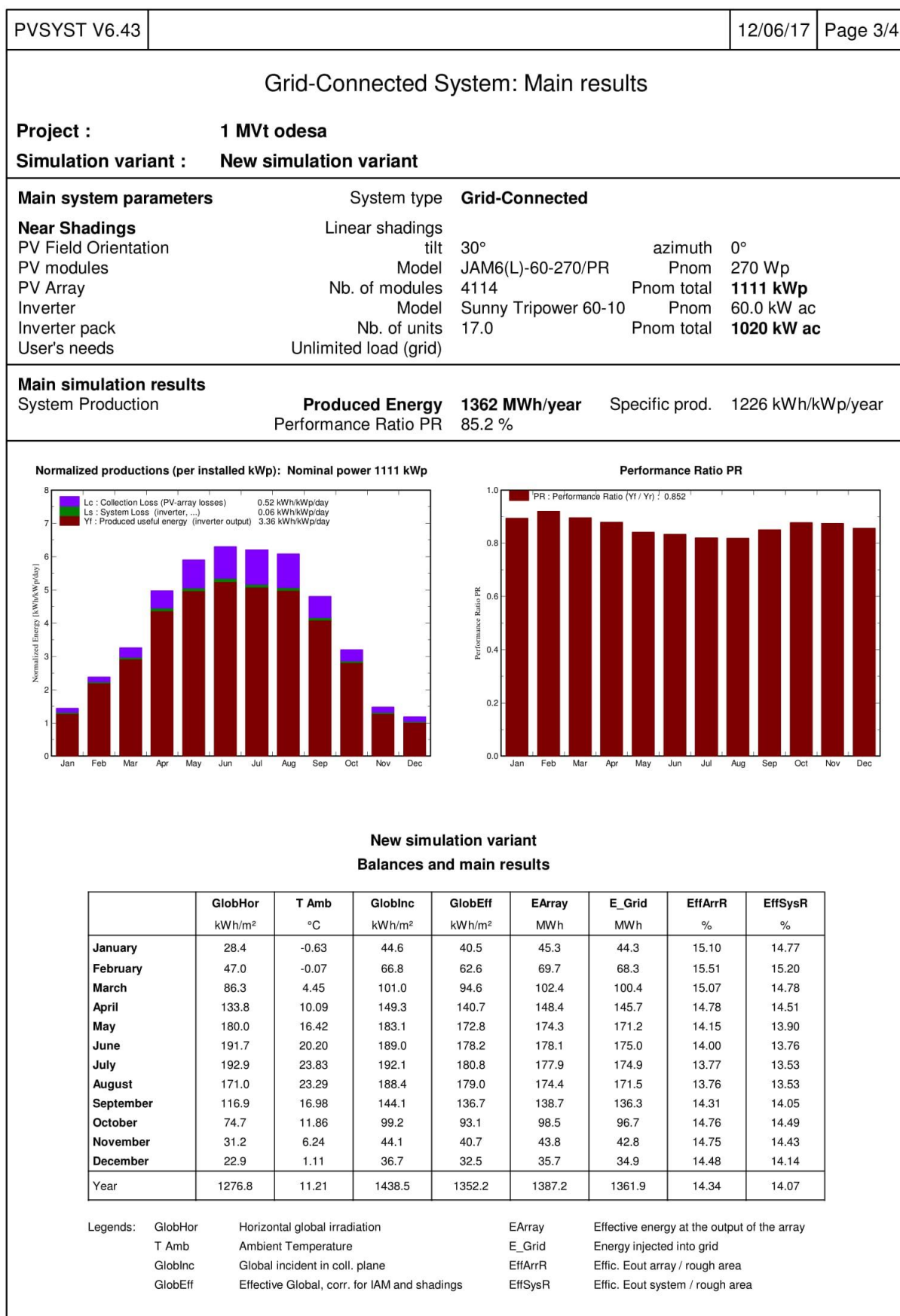


Рисунок 3.1 - Результати моделювання для станції 1 МВт

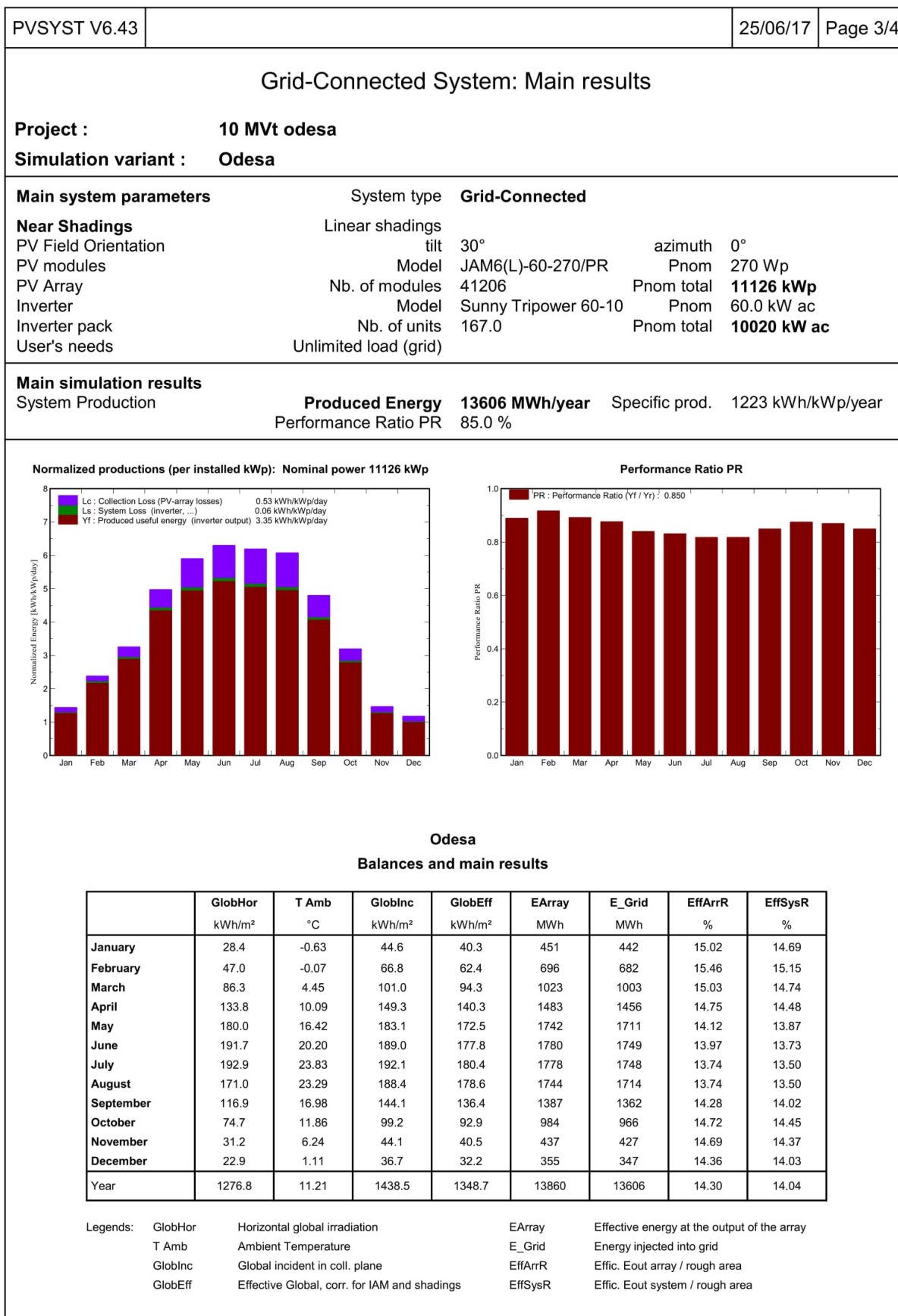


Рисунок 3.2 - Результати моделювання для станції 10 МВт

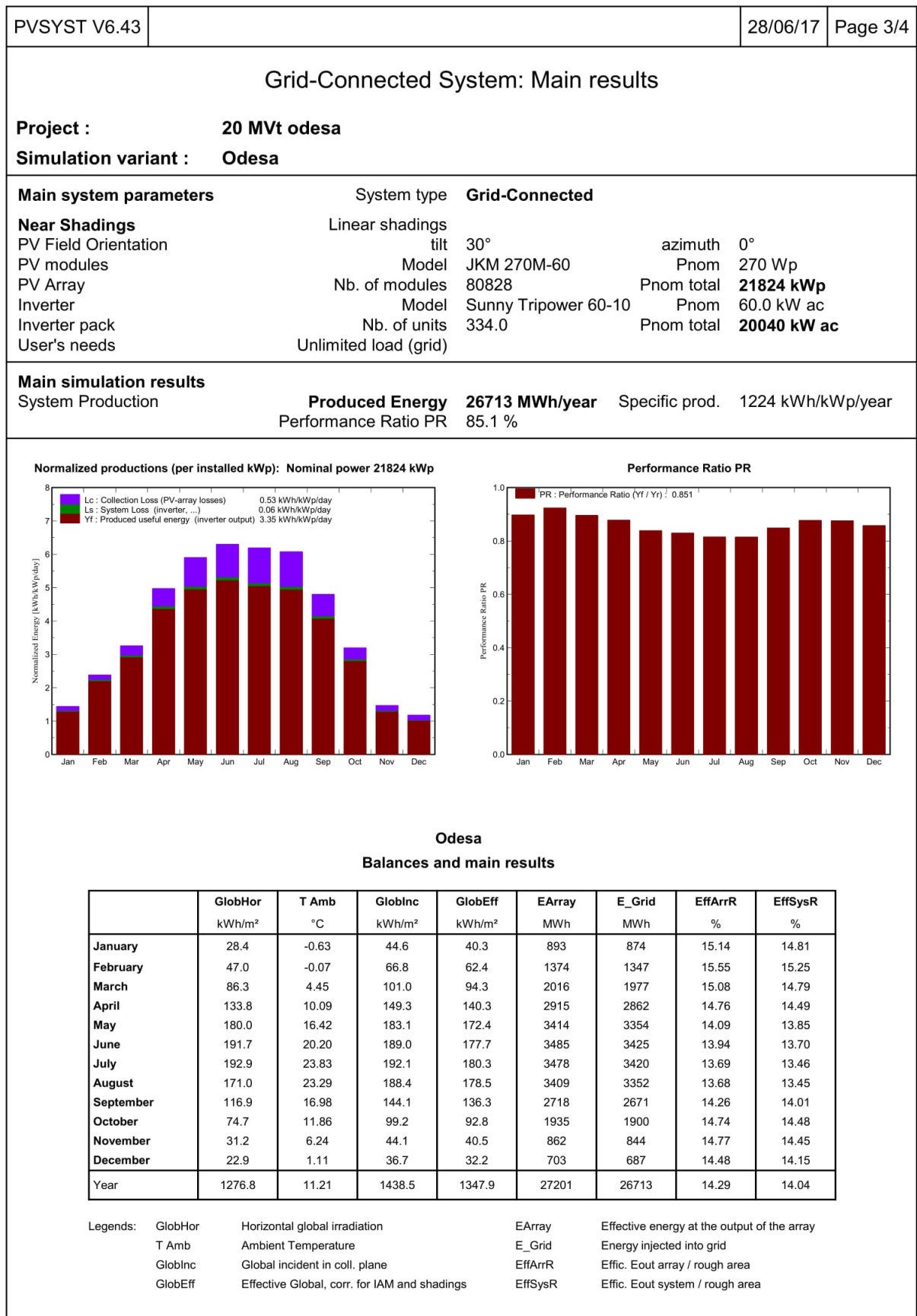


Рисунок 3.3 - Результати моделювання для станції 20 МВт

Таблиця 3.1 - Варіант СЕС потужністю 1 МВт.

Показники				Ціна, грн		Сума, грн	
Найменування	Продукція	Одиниці виміру	Кількість	min	max	min	max
Сонячна панель		шт	4114	5000	8000	20570000	32912000
Інвертор		шт	17	150000	200000	2550000	3400000
Суматор		шт	17	400	1000	6800	17000
КТП		шт	2	80000	200000	160000	400000
КРПЗ		шт	1	150000	300000	150000	300000
Огорожа з стовпами		м	550	600	600	330000	330000
Метало конструкція	(для одного стола)	шт	94	54300	72720	5010200	6835680
Кабелі:						0	0
Вита пара		м	100	3	10	300	1000
Оптика		м	200	10	30	2000	6000
SOLAR		м	4500	35	50	157500	225000
1*95		м	1000	40	80	40000	800000
3*35+1*16		м	100	40	50	4000	5000
3*95+1*50		м	200	130	150	26000	30000
Конектори		шт	3760	200	300	75200	112800
Сума, грн						29082000	45374480
Середнє значення, грн.						37228240 грн.	
						37 млн грн.	
Сума, у.о. (1\$=26)						1,4 млн. \$	

Таблиця 3.2 - Варіант СЕС потужністю 10 МВт.

Показники				Ціна, грн		Сума, грн	
Найменування	Продукція	Одиниці виміру	Кількість	min	max	min	max
Сонячна панель		шт	41206	5000	8000	206030000	329648000
Інвертор		шт	167	150000	200000	25050000	33400000
Суматор		шт	167	400	1000	66800	167000
КТП		шт	16	80000	200000	1280000	3200000
КРПЗ		шт	1	150000	300000	150000	300000
Огорожа з стовпами		м	1594	600	600	956400	956400
Метало конструкція	(для одного стола)	шт	936	15000	25000	14040000	23400000
Кабелі:						0	0
SOLAR		м	36000	35	50	1260000	1800000
1*95		м	8000	40	80	320000	640000
3*35+1*16		м	2000	40	50	80000	100000
3*95+1*50		м	2000	130	150	260000	300000
Конектори		шт	3500	200	300	700000	1050000
Сума, грн						250193200	394961400
Середнє значення, грн.						322 577 300 грн.	
						323 млн грн.	
Сума, у.о. (1\$=26)						12,4 млн. \$	

Таблиця 3.3 - Варіант СЕС потужністю 20 МВт.

Показники				Ціна, грн		Сума, грн	
Найменування	Продукція	Одиниці виміру	Кількість	min	max	min	max
Сонячна панель		шт	80828	5000	8000	404140000	646624000
Інвертор		шт	334	150000	200000	50100000	66800000
Суматор		шт	334	400	1000	133600	334000
КТП		шт	32	80000	200000	2560000	6400000
КРПЗ		шт	1	150000	300000	150000	300000
Огорожа з стовпами		м	2400	600	600	1440000	1440000
Метало конструкція	(для одного стола)	шт	1837	15000	25000	27555000	45925000
Кабелі						0	0
SOLAR		м	70000	35	50	2450000	3500000
1*95		м	14000	40	80	560000	1120000
3*35+1*16		м	3400	40	50	136000	170000
3*95+1*50		м	3400	130	150	442000	510000
Конектори		шт	8000	200	300	1600000	2400000
Сума, грн						491266600	775523000
Середнє значення, грн.						633394800 грн. 633 млн. грн.	
Сума, у.о. (1\$=26)						24,4 млн. \$	

Собівартість будемо розраховувати при мінімальному гарантованому терміні експлуатації станції - 25 років без врахування витрат на утримання станції.

$$C = \frac{Z}{X}, \quad (3.6)$$

де: Z-витрати на будівництво станції; X-річне виробництво електричної енергії.

Річне виробництво електричної енергії отримаємо промодельовавши три станції 1,10,20 МВт в програмі PVSYST

$$X_{1\text{МВт}}-1362 \text{ МВт.рік}$$

$$X_{10\text{МВт}}-13606 \text{ МВт.рік}$$

$$X_{20\text{МВт}}-26713 \text{ МВт.рік}$$

$$C = \frac{37000000}{1362000 \cdot 25} = 1,08 \text{ грн/кВт}$$

$$C = \frac{323000000}{13606000 \cdot 25} = 0,96 \text{ грн/кВт}$$

$$C = \frac{633000000}{26713000 \cdot 25} = 0,947 \text{ грн/кВт}$$

Як ми можемо побачити в проектах електрогенеруючих потужностей ВДЕ, як і для багатьох секторів економіки, працює принцип ефекту від масштабу. Тобто із зростанням встановленої потужності об'єкту питома вага капітальних інвестицій буде меншою через низку причин – менші ціни на обладнання при великих замовленнях, використання більш ефективних промислових рішень в обладнанні, нижча вартість підстанцій для видачі енергії в мережу в розрахунку на одиницю потужності, менша питома вага проектних та інших робіт тощо. Таким чином, сума капітальних та операційних витрат протягом життя проекту в розрахунку на кожний кіловат виробленої енергії буде зменшуватись із зростанням потужності станції. Ефект можна побачити на рисунку 3.4.

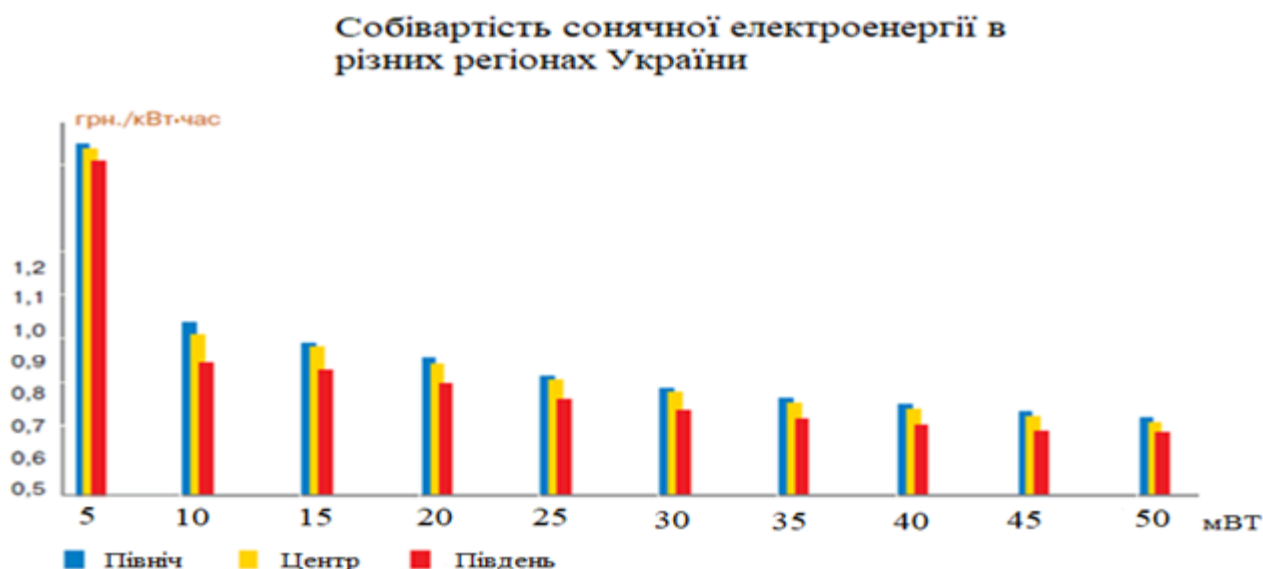


Рисунок 3.4 - Вплив масштабів генеруючої потужності на собівартість електричної енергії

Різниця у тарифах між традиційною та ВЕ в Україні є надвисокою, що не дозволяє «зеленій» енергетиці конкурувати з традиційними технологіями енерговиробництва. Так, вартість генерації сонячної енергії більш ніж у 11 разів перевищує вартість електроенергії, виробленої на АЕС, які сьогодні генерують майже половину всієї електроенергії в Україні (рис 3.5).

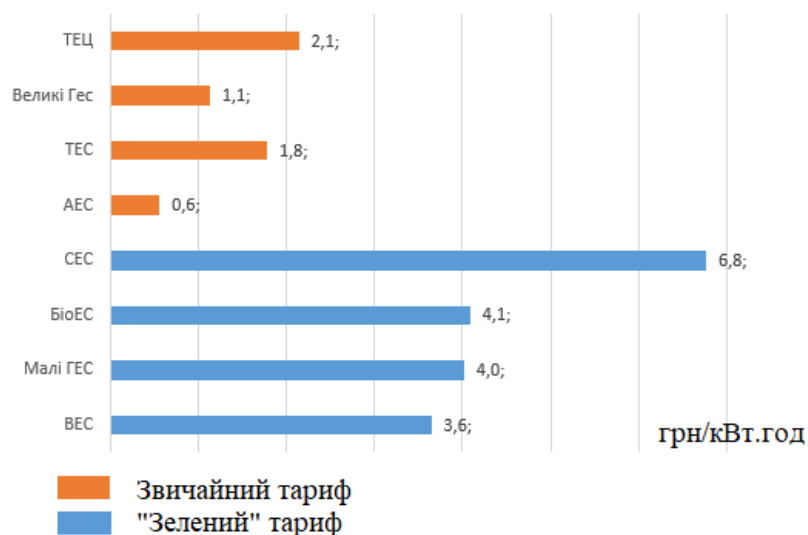


Рисунок 3.5 – Ціни продажу електроенергії на ОРЕ станом на листопад 2018 р., grn./кВт·год

3.1.3 Аналіз чинників що приводять до здешевшання вироблення електроенергії з ВДЕ

Основна складова вартості електричної енергії виробленої на об'єктах ВЕ це витрати на побудову та введення в експлуатацію станцій. Зниження цих витрат призведе до зменшення вартості генерації, тому розглянемо основні чинники що призводять до здешевшання вироблення електроенергії з ВДЕ.

Удосконалення технологій[39]

Слідом за зниженням цін на PV-модулі в період 2010-2017 р. середня LCOE сонячних станцій знизилася на 69% і продовжить знижуватися до 2022 р (горизонт даного прогнозу), стаючи конкурентною з ціною генерації з викопного палива.

Внаслідок зниження цін на сонячні PV-модулі на 81% з кінця 2009 р, а також зниження балансової вартості всієї системи (BoS), глобальне середньозважене значення LCOE для PV-станцій за період 2010-2017 р зменшилася на 73% до \$0,10/кВт•год. Технологія концентрування сонячної енергії (CSP) теж знизил витрати, хоча вона все ще перебуває в зародковому стані з точки зору широти імплементації. Глобальний LCOE для CSP зараз становить \$0,22 за кВт•год. Однак аукціони 2016 і 2017 рр. для проектів CSP з введенням в експлуатацію в 2020 року або пізніший термін показують подальше поступове зниження - витрати для CSP теж вийдуть на \$0,10 за кВт•год.

Нові сонячні PV-елементи мають більшою ефективністю. Збір даних в режимі реального часу і технологія «big data» поліпшили прогностичні сервіси для генерації і знизили витрати на експлуатацію та обслуговування. Поява модульних конструкцій і масового виробництва всіх компонентів PV-систем істотно знизил ці статті витрат в BoS. Модульні, масштабовані технології сонячної енергетики і тиражування при розробці проектів також призводять до безперервного зниження витрат.

Технологічні удосконалення залишаються основою потенціалу скорочення витрат на ВДЕ. У той же час, досягнута зрілість технологій і перевірений досвід використання ВДЕ тепер знижує проектні ризики, що зменшує вартість позиково-

го капіталу на реалізацію ВДЕ-проектів. Зниження цін відкриває нові можливості по використанню ВДЕ

Конкурсні (аукціонні) закупівлі

Конкурсні закупівлі, включаючи відкриті аукціони, поки надають невеликий вплив на глобальне поширення ВДЕ. Однак ці механізми дуже швидко знижують витрати на нових ринках. Результати останніх аукціонів з ВДЕ для проектів, що вводяться в експлуатацію в найближчі роки, підтверджують, що скорочення витрат буде тривати до 2020 року і далі.

Аукціони дають важливі цінові сигнали про майбутні тенденції зміни вартості електроенергії: LCOE окремих проектів може знизитися до \$0,03 за кВт•год вже в 2018 р, а середні глобальні показники витрат для PV-генерації можуть опуститися до \$0,06 за кВт•год. Результати аукціонів показують, що до 2020 р технологія CSP буде забезпечувати електроенергією за ціною від \$0,10 до \$0,06 за кВт • год.

Зниження цін в період з 2010 по 2020 року для CSP виявиться на рівні 30% (розширення застосування складе ~89% сукупної встановленої потужності до кінця цього періоду), а для PV-технологій зниження виявиться ~35% (зі збільшенням введення нових потужностей на 94% до кінця прогнозного інтервалу). Очікується, що до 2020 р сукупна встановлена потужність CSP складе 12 ГВт, PV-станцій 650 ГВт.

Інтернаціоналізація проектів

Глобальна конкуренція сприяють загальному застосуванню кращих світових практик розробки проектів, призводить до зниження технологічних витрат, проектних ризиків і до підвищення ефективності використання ВДЕ, до скорочення витрат на будівництво і монтаж, до скорочення витрат на O&M і т.п. В більшій мірі, ніж будь-коли раніше. Серійне і масове виробництво компонентів ВДЕ-установок істотно знизили виробничі витрати.

До ВДЕ-бізнесу підключилися міжнародні корпорації, завдяки чому в ряді країн, що розвиваються ВДЕ стала дешевше вуглеводневій генерації. У розвинутих країнах сонячна енергія стала дешевше, ніж від нових АЕС.

Масштаби генерації

Як ми можемо побачити в проектах електрогенеруючих потужностей ВДЕ, як і для багатьох секторів економіки, працює принцип ефекту від масштабу. Тобто із зростанням встановленої потужності об'єкту питома вага капітальних інвестицій буде меншою через низку причин – менші ціни на обладнання при великих замовленнях, використання більш ефективних промислових рішень в обладнанні, нижча вартість підстанцій для видачі енергії в мережу в розрахунку на одиницю потужності, менша питома вага проектних та інших робіт тощо. Таким чином, сума капітальних та операційних витрат протягом життя проекту в розрахунку на кожний кіловат виробленої енергії буде зменшуватись із зростанням потужності станції.

З цього випливає, що вартість електроенергії із станції, наприклад, потужністю 50 МВт буде меншою за вартість із станції потужністю 1 МВт рисунок 6.

3.2 Прогнозний розрахунок розвитку ВДЕ в структурі генерації ОЕС України

В сучасних умовах виробництво електричної енергії сонячними та вітровими станціями постійно зростає тому постає проблема прогнозування обсягів виробництва.

Для побудови прогнозу будемо використовувати метод множинної регресії, для початку оберемо фактори які найбільш впливають на виробництво електричної енергії з сонячних та вітрових електричних станцій, данні зведемо до таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 - Фактори що впливають на генерацію ВДЕ за 2017р.

Місяць	Швидкість вітру, м/с	Тривалість світлового дня, год	Середня температура, °C	Сонячна інсоляція кВт.год/м ² /день	Встановлена потужність, МВт	
					СЕС	ВЕС
Січень	2,8	8,36	-4	1,07	561,183	439,418
Лютий	2,8	10,06	-1,2	1,87	588,889	442,418
Березень	2,6	11,56	3,9	2,95	595,488	442,418

Квітень	2,6	13,51	10,7	3,96	601,228	442,418
Травень	2,2	15,3	16,2	5,25	618,004	445,418
Червень	2,2	16,22	19,1	5,22	652,656	445,418

Продовження таблиці 3.4

Липень	2,1	15,55	21,5	5,25	662,656	445,418
Серпень	2	14,26	21,3	4,67	676,656	448,418
Вересень	2,1	12,35	16	3,12	701,656	457,418
Жовтень	2,3	10,41	7,5	1,94	708,656	457,418
Листопад	2,6	9	2,1	1,02	729,656	457,418
Грудень	2,7	8,05	-0,7	0,86	742	464,418

На основі даних з Табл.3.4 і Табл. 3.5 проведемо аналіз для визначення найбільш значущих факторів для побудови регресійного рівняння, яке буде використано при побудові прогнозу. Для провення регресійного аналізу був використаний пакет “Аналіз даних” програми MS Excel.

Таблиця 3.5 Згенерована електрична енергія 2017р

Згенерована електроенергія, 2017р			
	СЕС, тисКвт	ВЕС, тис.Квт.год	Σ тис.Квт.год
Січень	19128	71695	90823
Лютий	28928	73841	102769
Березень	52708	99100	151808
Квітень	65034	67450	132484
Травень	84106	49765	133871
Червень	87965	45099	133064
Липень	92601	51812	144413
Серпень	94678	76418	171096
Вересень	78552	78646	157198
Жовтень	47140	86691	133831
Листопад	20568	84981	105549
Грудень	15904	104407	120311

За допомогою регресійного аналізу визначимо які фактори найбільш впливають на генерацію електроенергії СЕС

<i>Регрессионная статистика</i>	
Множественный R	0,993583826
R-квадрат	0,987208819
Нормированный R-квадрат	0,979899573
Стандартная ошибка	4330,530295
Наблюдения	12

Дисперсионный анализ

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Значимость F</i>
Регрессия	4	10131612918	2532903229	135,0630135	1,05453E-06
Остаток	7	131274448,5	18753492,64		
Итого	11	10262887366			

	<i>Коэффициенты</i>	<i>Стандартная ошибка</i>	<i>t-статистика</i>	<i>P-значение</i>	<i>Нижние 95%</i>	<i>Верхние 95%</i>	<i>Нижние 90,0%</i>	<i>Верхние 90,0%</i>
Y-пересечение	106932,2378	39483,77946	2,708257396	0,030275213	13567,9353	200296,5402	32127,11394	181737,3616
Тривалість світлового дня	3580,515101	7453,624889	0,480372323	0,645611423	14044,50707	21205,53728	10540,96314	17701,99335
Середня температура	3321,210693	620,073966	5,356152451	0,001057163	1854,968755	4787,452631	2146,431823	4495,989563
Сонячна інсоляція	-2184,562568	4137,409889	-0,528002453	0,613815875	11967,98233	7598,857194	10023,21082	5654,085688
Встановлена потужність	-100,3159189	40,83371779	-2,45669325	0,043676526	196,8723183	-3,7595195	-177,678607	22,95323078

Рисунок 3.6 - Результати першої ітерації регресії

Як можна побачити з рисунка 3.6 то найменший вплив на генерацію СЕС має тривалість світлового дня адже значення p у нього найбільше, а чим менше це значення, тим більш достовірний статистичний показник тому в наступній ітерації виключимо цей фактор.

Отримані данні з рисунка 3.7, дозволять скласти рівняння множинної регресії виду:

$$\hat{y} = \alpha_0 + \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \alpha_k x_k \quad (3.7)$$

Де \hat{y} - прогнозована величина

α_0 -вільний член регресійного рівняння

α_j , (де $j=1, \dots, k$)- коефіцієнти рівняння

x_j , (де $j = 1, \dots, k$)- факторні ознаки

Регрессионная статистика	
Множественный R	0,993327433
R-квадрат	0,986699389
Нормированный R-квадрат	0,98171166
Стандартная ошибка	4130,71832
Наблюдения	12

Дисперсионный анализ	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Значимость F</i>
Регрессия	3	10126384695	3375461565	197,8253786	7,66062E-08
Остаток	8	136502670,7	17062833,84		
Итого	11	10262887366			

	<i>Коэффициенты</i>	<i>Стандартная ошибка</i>	<i>t-статистика</i>	<i>P-Значение</i>	<i>Нижние 95%</i>	<i>Верхние 95%</i>	<i>Нижние 90,0%</i>	<i>Верхние 90,0%</i>
Y-пересечение	93616,10237	28978,01116	3,230591011	0,012046308	26792,6888	160439,5159	39730,09858	147502,1062
Средняя температура	3296,049846	589,714395	5,589230777	0,000516699	1936,166013	4655,93368	2199,4476	4392,652092
Сонячна інсоляція	56,02342078	3163,450174	0,017709595	0,986304239	7238,905761	7350,952603	5826,564142	5938,610983
Встановлена потужність	-74,15961747	38,60936116	-2,671880973	0,028279663	-192,192964	-14,12627098	174,9555792	-31,3636557

Рисунок 3.7 - Результати другої ітерації

Складемо рівняння регресії відповідно до отриманих коефіцієнтів:

$$\hat{y} = 93616.102 + 3296.049 \cdot x_1 + 56.023 \cdot x_2 - 58.15 \cdot x_3 \quad (3.8)$$

Де x_1 - середня температура;

x_2 -сонячна інсоляція;

x_3 -встановлена потужність.

Перевіримо результати прогнозу підставивши данні з Табл. 3.6 в рівняння 3.8 та порівняємо прогнозні значення генерації з фактичними, результати зведемо в Табл 3.6.

$$\hat{y} = 93616.102 + 3296.049 \cdot (-4) + 56.023 \cdot 1,07 - 74.159 \cdot 561,183$$

$\hat{y} = 38964,378$ – прогнозна генерація електричної енергії за січень 2017р.

Таблиця 3.6 - Порівняння прогнозних та фактичних значень генерації електроенергії з СЕС, 2017р, тис.Квт.год.

Місяць	Прогнозна генерація, тис.Квт.год	Фактична генерація, тис.Квт.год	Різниця, %
Січень	38964,378	19128	50,91
Лютий	46187,734	28928	37,37
Березень	62569,488	52708	15,76
Квітень	84614,088	65034	23,14
Травень	101572,904	84106	17,20
Червень	108565,376	87965	18,98
Липень	115737,456	92601	19,99
Серпень	114009,776	94678	16,96
Вересень	94604,176	78552	16,97
Жовтень	66004,096	47140	28,58
Листопад	46600,176	20568	55,86
Грудень	36448,96	15904	56,37

Для перевірки рівняння регресії підставимо в нього данні 2018р і порівняємо з фактичними

Таблиця 3.7 - Фактори що впливають на генерацію ВДЕ за 2018р.

Місяць	Швидкість вітру, м/с	Середня температура, °C	Сонячна інсоляція	Встановлена потужність, Мвт	
				СЕС	ВЕС
Січень	2,9	-5,2	1,07	797	460
Лютий	3,2	-3,1	1,87	830	475
Березень	3,2	5,8	2,95	855	475
Квітень	3	10,1	3,96	879	475
Травень	2,7	14,7	5,25	910	495
Червень	2,4	19,7	5,22	951	495
Липень	2,3	20,3	5,25	976	495
Серпень	2,2	21,8	4,67	995	500
Вересень	2,2	16,2	3,12	1015	500
Жовтень	2,5	8,6	1,94	1037	515
Листопад	2,8	3,2	1,02		
Грудень					

$$\hat{y} = 93616.102 + 3296.049 \cdot (-5,2) + 56.023 \cdot 1,07 - 74.159 \cdot 797$$

$\hat{y} = 17558,72$ – прогнозна генерація електричної енергії за січень 2018р.

Таблиця 3.8 Порівняння прогнозних та фактичних значень генерації електроенергії з СЕС, 2018р, тис.Квт.год.

Місяць	Прогнозна генерація, тис.Квт.год	Фактична генерація, тис.Квт.год	Різниця, %
Січень	17558,72	23307	2 4,66
Лютий	22083,12	28845	2 3,44
Березень	49628	71359	3 0,45
Квітень	62081,36	121432	4 8,88
Травень	75021,2	48129	3 5,85
Червень	88465,52	116747	2 4,22
Липень	88594,8	111874	2 0,81
Серпень	92100,32	129544	2 8,90
Вересень	72075,92	93169	2 2,64
Жовтень	45332,24	98525	5 3,99
Листопад			
Грудень			

Похибка отримана в результаті прогнозування варіюється від 56,37% до 15,76% це пов'язано з використанням середніх місячних даних, підстановка щогодинних даних, або даних по кожному дню призведуть до збільшення точності прогнозу.

За таким самим алгоритмом проведемо прогнозування для ВЕС.

Складемо рівняння регресії відповідно до отриманих коефіцієнтів:

$$\hat{y} = -634600,77 + 33298,412 \cdot x_1 + 1340,043 \cdot x_2 \quad (3.9)$$

Де x_1 - швидкість вітру;

x_2 -встановлена потужність;

Перевіримо результати прогнозу підставивши данні з Табл. 3.4 в рівняння (3.9) та порівняємо прогнозні значення генерації з фактичними, результати зведемо в таблицю 3.9.

$$\hat{y} = -634600,77 + 33298,412 \cdot 2,8 + 1340,04 \cdot 439,418$$

$\hat{y} = 47454,52$ – прогнозна генерація електричної енергії за січень 2017р.

Регрессионная статистика	
Множественный R	0,75162204
R-квадрат	0,56493569
Нормированный R-квадрат	0,46825473
Стандартная ошибка	13600,5817
Наблюдения	12

Дисперсионный анализ	df	SS	MS	F	Значимость F
Регрессия	2	2161737877	1080868938	5,843298427	0,023631461
Остаток	9	1664782411	184975823,5		
Итого	11	3826520288			

	Коэффициенты	Стандартная ошибка	t-статистика	P-Значение	Нижние 95%	Верхние 95%	Нижние 90,0%	Верхние 90,0%
Y-пересечение	-634600,774	237882,1264	-2,667706832	0,025718917	-1172726,53	96473,01761	-1070664,576	198534,9714
Швидкість вітру	33298,4123	14026,09255	2,417167301	0,038790414	2174,186547	65632,63801	8192,000628	59614,82393
Встановлена потужність	1340,04324	514,5264122	2,713258658	0,023869803	232,1036339	2559,982851	452,8582223	2339,228263

Рисунок 3.8 - Результати регресійного аналізу даних по ВЕС.

Таблиця 3.9 - Порівняння прогнозних та фактичних значень генерації електроенергії з ВЕС, 2017р, тис.Квт.год.

Місяць	Прогнозна генерація, тис.Квт.год	Фактична генерація, тис.Квт.год	Різниця, %
Січень	47454,52	71695	33,81
Лютий	51474,52	73841	30,29
Березень	44814,92	99100	54,78
Квітень	44814,92	67450	33,56
Травень	35515,72	49765	28,63
Червень	35515,72	45099	21,25
Липень	32185,92	51812	37,88
Серпень	32876,12	76418	56,98

Вересень	48265,92	78646	38,63
Жовтень	54925,52	86691	36,64
Листопад	64914,92	84981	23,61
Грудень	77624,72	104407	25,65

Для перевірки рівняння регресії підставимо в нього данні 2018р і порівняємо з фактичними

$$\hat{y} = -634600,77 + 33298,412 \cdot 2,9 + 1340,04 \cdot 460$$

$\hat{y} = 78364,2$ – прогнозна генерація електричної енергії за січень 2018р.

Таблиця 3.10 Порівняння прогнозних та фактичних значень генерації електроенергії з ВЕС, 2018р, тис.Квт.год.

Місяць	Прогнозна генерація, тис.Квт.год	Фактична генерація, тис.Квт.год	Різниця, %
Січень	78364,2	113970	31,24
Лютий	101753,6	84783	20,02
Березень	101753,6	135636	24,98
Квітень	95094	100698	5,57
Травень	91804,6	76391	20,18
Червень	81815,2	59812	36,79
Липень	78485,4	52738	48,82
Серпень	81855,6	91193	10,24
Вересень	81855,6	96949	15,57
Жовтень	138745	124060	11,84
Листопад			
Грудень			

Так само бачимо що похибка отримана в результаті прогнозування варіюється від 56,98% до 5,57% це пов'язано з використанням середніх місячних даних, підстановка щогодинних даних, або даних по кожному дню призведуть до збільшення точності прогнозу.

За наявності таких статистичних річних та середньомісячних даних ми розробили лінійні рівняння регресійної моделі для СЕС:

$$\hat{y} = 93616.102 + 3296.049 \cdot x_1 + 56.023 \cdot x_2 - 58.15 \cdot x_3 \quad (3.8)$$

Де x_1 - середня температура;

x_2 - сонячна інсоляція;

x_3 - встановлена потужність.

Та для ВЕС:

$$\hat{y} = -634600,77 + 33298,412 \cdot x_1 + 1340,043 \cdot x_2 \quad (3.9)$$

Де x_1 - швидкість вітру;

x_2 - встановлена потужність;

В результаті відхилення складає від 15,76% до 56,37% для СЕС, та від 5,57% до 56,98% для ВЕС таку похибку можна пояснити використанням для прогнозу середніх річних та місячних даних, маючи добові дані прогноз може бути більш точним.

3.3 Використання підходів для оптимізації режимів роботи ВДЕ в умовах реформування ринку

3.3.1 Перехід до нового ринку електричної енергії

На сьогодні виникла необхідність у зміні підходів до надання державної підтримки виробникам електричної енергії з ВДЕ. Нові підходи повинні збалансувати інтереси споживачів електричної енергії та інших учасників ринку, забезпечивши подальший розвиток відновлюваної енергетики та зменшивши зростання фінансового навантаження на кінцеву ціну електричної енергії. У зв'язку з цим, розроблений та пропонується до ухвалення проект закону «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії».

Проект Закону розроблено з метою створення конкурентних засад для надання державної підтримки проектам будівництва середніх та великих об'єктів відновлюваної енергетики та досягнення балансу інтересів суспільства та споживачів електричної енергії та інших учасників ринку, забезпечивши одночасно по-

дальший розвиток відновлюваної енергетики та зменшення цінового навантаження на ціну електричної енергії.

Наближення українського законодавства до законодавства ЄС щодо надання державної допомоги у сфері енергетики.

З метою реформування сучасного ринку електроенергії Українською владою було прийнято Закон «Про ринок електричної енергії»[6]. Передбачається, що ринок запрацює з 2019 р. Спочатку він охопить промислових споживачів, а пересічних споживачів – з 2020 р.

Закон визначає правові, економічні та організаційні засади функціонування ринку електричної енергії, регулює відносини, пов'язані з виробництвом, передачею, розподілом, купівлею-продажем, постачанням електричної енергії для забезпечення надійного та безпечного постачання електричної енергії споживачам з урахуванням їхніх інтересів, розвитку ринкових відносин, мінімізації витрат на постачання електричної енергії та негативного впливу на навколишнє середовище.

Законом передбачені різні механізми купівлі-продажу електричної енергії – двосторонні договори, ринок «на добу вперед», внутрішньодобовий ринок.

Двосторонні договори – купівля та продаж електроенергії між двома учасниками ринку поза організованими сегментами ринку, крім договору постачання електроенергії споживачу.

Ринок «на добу наперед» – купівля та продаж електроенергії на наступну за днем проведення торгів добу.

Внутрішньодобовий ринок – купівля та продаж електроенергії після завершення торгів на ринку «на добу наперед» та впродовж доби фізичного постачання електроенергії.

Для забезпечення достатніх обсягів електричної енергії, необхідних для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електричної енергії і споживання та експорту електричної енергії, врегулювання системних обмежень в об'єднаній енергетичній системі України, а також фінансового врегулювання не-

балансів електричної енергії, передбачені балансуючий ринок та ринок допоміжних послуг.

Також новий Закон розподіляє компанії на ті, що генерують електроенергію, ті, що її транспортують, і ті, що продають безпосередньо споживачу.

Основна функція генеруючих компаній – виробництво електроенергії, компаній із розподілу – експлуатація електричних мереж, передача електричної енергії до кінцевого споживача та приєднання нових споживачів.

Функцією компаній-постачальників є безпосередня робота зі споживачами: укладання договорів, поставка електричної енергії та контроль розрахунків за неї.

Передбачається, що ринок електричної енергії функціонуватиме на конкурентних засадах, однак державному регулюванню підлягатимуть тарифи на послуги з передачі електричної енергії; тарифи на послуги з розподілу електричної енергії; тарифи на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління; ціни на універсальні послуги, ціни, за якими здійснюється постачання електричної енергії споживачам постачальником «останньої надії», в частині методик (порядків) їх формування; ціни (тарифи) на послуги постачальника універсальних послуг, постачальника «останньої надії»; «зелені» тарифи; інші тарифи та ціни в рамках покладення спеціальних обов'язків для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії відповідно до цього Закону.

Для більш ефективного переходу до нового ринку електричної енергії варто врахувати питання прогнозування та відповідальності за небаланси. Це питання є найбільш складними на ринку електричної енергії України. В умовах залежності від погодних умов виробникам ВДЕ складно давати точні прогнози виробітку електричної енергії, що може призводити до відповідальності за небаланси. Тому пропонується вирішення цієї проблеми шляхом впровадження засобів акумулювання електричної енергії об'єктами ВДЕ.

3.3.2 Використання акумуляції енергії для оптимізації режимів роботи відновлювальних джерел енергії у енергосистемі

В цьому дослідженні ми розглянемо принцип роботи електростанції з можливістю акумулювання енергії [40].

Припускаємо, що певна компанія управляє набором станцій з можливістю акумулювання електричної енергії в певному регіоні. Ми також припускаємо, що постачальник послуг може генерувати поновлювану енергію (тобто сонячну або вітрову енергію) і зберігати її в системі акумулювання енергії.

Організація координує і контролює економічний розподіл електроенергії по великому регіону [41] - [42]. Ми припускаємо, що постачальником послуг зарядки є LSE, який купує електроенергію на оптовому ринку в реальному часі і перепродує споживачам. Нехай $S = \{s_1, s_2, \dots, s_L\}$ позначає станції, якими управляє постачальник послуг. День ділиться на K горизонтів планування. На початку кожного горизонту постачальник послуг буде публікувати нові тарифи на оплату протягом цього горизонту. Різниця в цінах допускається на різних зарядних станціях. Нехай $P = \{p_{k1}, p_{k2}, \dots, p_{kL}\}$, $k = 1, 2, \dots, K$ позначають ціни тарифікації в k -м горизонті, а o_k позначають закупівлю електроенергії на оптовому ринку в реальному часі. Ми змодельуємо оптові ціни на ринку електроенергії в реальному часі в нашому теоретичному аналізі. Нехай $C = \{c_1, c_2, \dots, c_K\}$ представляють оптові ціни на електроенергію в реальному часі. Крім того, ми припускаємо, що у постачальника послуг є система накопичення енергії ємністю E МВт. Нехай I_k позначає акумульовану електроенергію на початку k -го горизонту, а u_k - виробництво відновлюваної енергії під час k -го горизонту. Прибуток, отриманий в k -м горизонті, визначається як

$$W_k = \sum_{j=1}^L p_{kj} d_{kj} - c_k o_k - \eta_s (I_k + \eta_c o_k - \frac{1}{\eta_d} \sum_{j=1}^L d_{kj} + \omega_k), \quad (3.10)$$

де d_{kj} відповідає попиту на зарядку (споживання електроенергії) на j -й станції в k -м горизонті, $\sum_{j=1}^L p_{kj} d_{kj}$ - загальний дохід, $c_k o_k$ - вартість електроенергії, купленої на оптовому ринку.

енергії, а η_s (\$ / МВт) - вартість одиниці зберігання, яка включає капітальні та експлуатаційні витрати. Крім того, η_c ($0 < \eta_c < 1$) і η_d ($0 < \eta_d < 1$) є ефективністю зарядки і розрядки, відповідно. І ω_k - технологічний шум системи накопичення енергії, який має Гаусівський розподіл з нульовим середнім і дисперсією σ_ω^2 .

Моделювання

Коефіцієнти моделювання наведені в Таблиці 3.11. Домашня система літій-іонних акумуляторних батарей має ККД постійного струму в 92,5% зі зворотним зв'язком і 100% глибиною розряду [40], має акумуляторну батарею з коефіцієнтом корисної дії 75% і глибиною розряду 100%[43]. У нашому моделюванні ми припускаємо, що ефективність зарядки η_c і ефективність розряду η_d рівні 0,9. Для простоти ми використовуємо дані оптових цін на електроенергію на добу вперед для подання прогнозування оптових цін в реальному часі, можуть використовуватися підходи до прогнозування.

Таблиця 3.11 Параметри моделювання

Параметри моделювання			
Позначення	Опис	Одиниці виміру	Значення
N	Кількість горизонтів		24
E	Ємність	МВт	200
λ_1	Оцінка прибутку		0-1
λ_2	Оцінка задоволення споживачів		0-1
λ_3	Оцінка впливу		0-1
ζ	Імовірність збереження доходу		0,2
α	Параметр форми		5,00E-05
ω	Параметр форми		0,01
η_s	Вартість зберігання	грн/МВт.год	0-4

η_c	Ефективність зарядки		0,9
η_d	Ефективність розрядки		0,9
ρ_0	Поріг колінної точки		1

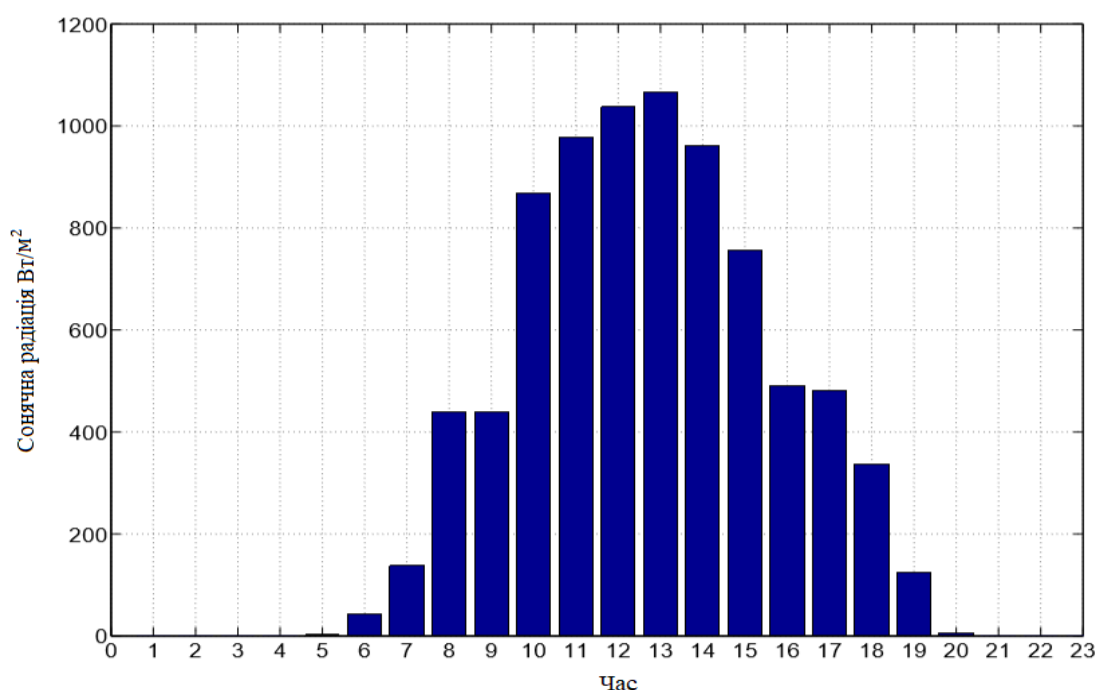


Рисунок 3.9 - Типова денна сонячна радіація

Для керування режимами зарядки та розрядки акумулюючих батарей будемо використовувати жадібний алгоритм. Він дозволить приймати миттєві рішення керуючись лише наявними даними. Це дозволить заряджати батареї та продавати накопичену електроенергію в мережу коли це буде найбільш вигідно. Однак жадібному алгоритму не вистачає далекоглядного бачення, яке тільки максимізує корисність поточного горизонту.

Встановлення додаткових акумуляторних батарей на СЕС призводить до збільшення капітальних витрат на введення її в експлуатацію, що в свою чергу приведе до здорожчання виробленої енергії (Рис 3.10). Однак такі акумулюючі

потужності керуючись жадібним алгоритмом дозволять додатково отримувати прибуток заряджаючи і віддаючи електричну енергію в мережу по оптимальній ринковій ціні. Іншими словами акумуляторна батарея дозволяє постачальнику послуг зарядки зберігати нестійку поновлювану енергію або надмірну електроенергію, коли оптова ціна низька, і продавати її, коли оптова ціна висока.

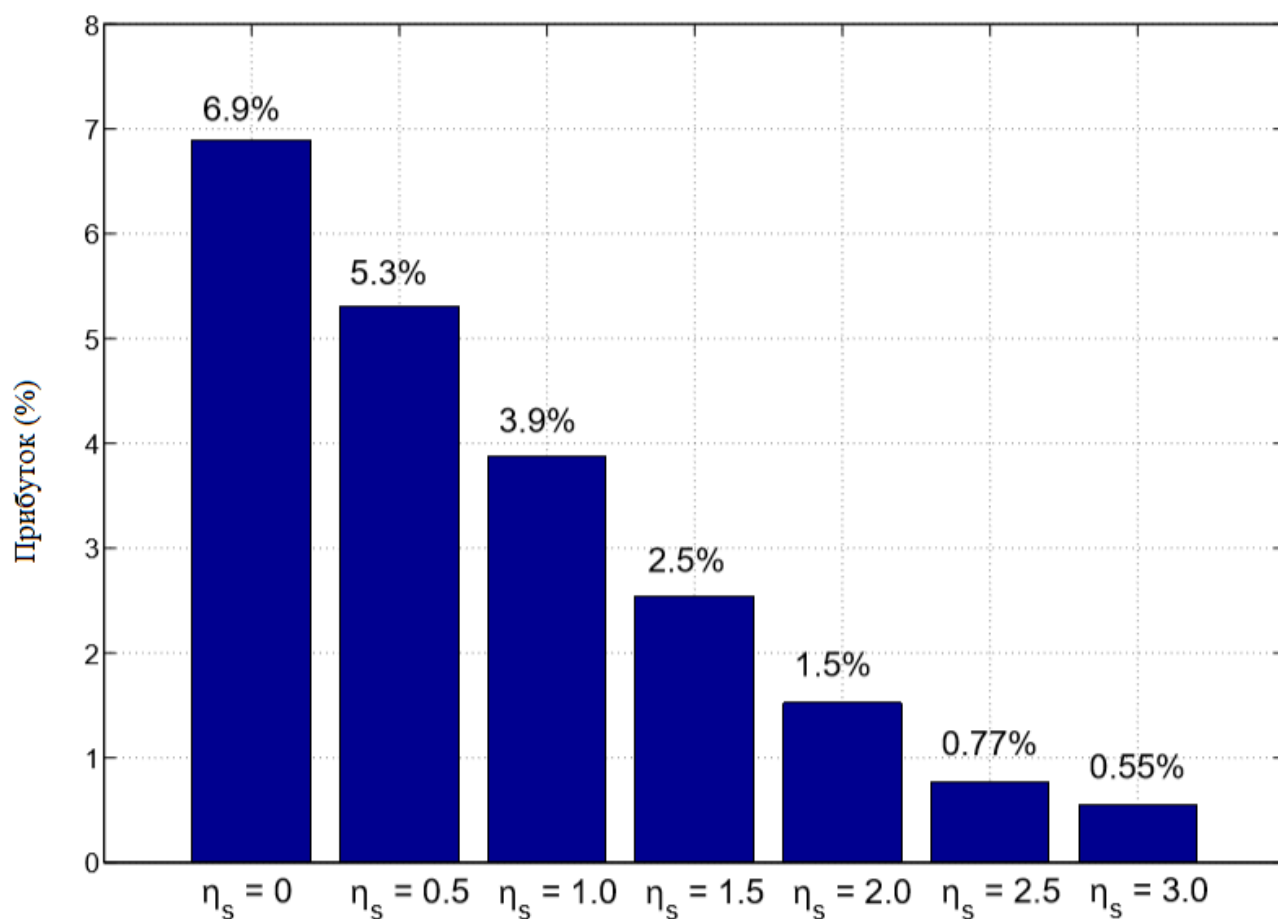


Рисунок 3.10 Вплив ціни акумуляювання на прибуток.

Висновки до розділу

1. Проведений розрахунок показав що в проектах електрогенеруючих потужностей ВДЕ при зростанні встановленої потужності об'єкту питома вага капітальних інвестицій буде меншою, це пов'язано зі зменшенням капітальних інвестицій при будівництві більш потужних станцій. Хоча затрати на будівництво об'єктів ВДЕ з кожним роком зменшуються вартість електроенергії згенерованими цими станціями залишається на дуже високому рівні у порівнянні з АЕС, або ТЕС. Це пов'язано з фіксованим тарифом який не дозволяє знизити ціну генерації нижче певного рівня.

2. За допомогою метода множинної регресії вдалося визначити основні фактори, що впливають на виробництво електричної енергії з ЗДЕ. На основі цих факторів було побудоване регресійне рівняння, яке дає змогу прогнозувати виробництво енергії, при наявності добових даних можна досягти значно точності прогнозування..

3. Запропоновано встановлення акумулюючих потужностей, при переході на нову модель ціноутворення для суб'єктів ВДЕ. Адже в умовах залежності від погодних умов виробникам ВДЕ складно давати точні прогнози, що може призводити до невідповідальності між попитом та генерацією.

4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

4.1 Опис ідеї проекту

Ідея проекту полягає у створенні програмного забезпечення, яке буде направлено для використання операторами системи розподілу, електропередавальними компаніями або власниками суб'єтів ВДЕ, які зможуть планувати та прогнозувати вироблення енергії з ВДЕ. Використання споживачами даного програмного продукту передбачає створення прогнозу вироблення електроенергії на основі факторів які впливають на генерацію та оцінку впливу генерації на мережу.

Опис ідеї стартап-проекту, що розкриє цілісне уявлення про зміст ідеї та можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів, вказаний у таблиці 4.1 [44].

Таблиця 4.1 - Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрями застосування	Вигоди для користувача
Розробка програмного забезпечення для формування прогнозних даних вироблення електроенергії об'єктами ВДЕ.	1. Прогнозування або планування виробництва електроенергії.	- зниження витрат для споживачів за рахунок ефективного планування режиму роботи
	2. Виконання електричних розрахунків в розподільних електричних мережах;	- отримання аналітичних даних для прийняття рішень

Визначений перелік слабких, сильних та нейтральних характеристик та властивостей ідеї потенційного товару є підґрунтям для формування його конкурентоспроможності.

Наразі є конкуренти які проводять прогнози за подібними алгоритмами.

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даного підрозділу необхідно провести аудит технології, за допомогою якої можна реалізувати ідею проекту (технології створення товару).

Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз складових, що зображені у таблиці 4.2 [44].

Таблиця 4.2 - Технологічна здійсненність ідеї проекту

/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
·	Розробка програмного забезпечення для формування	Мова програмування <u>Java</u>	наявна	доступна
·	прогнозних даних вироблення електроеенергії об'єктами ВДЕ.	Мова програмування PHP	наявна	доступна

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Аналіз ринкового середовища: складання таблиці факторів, що сприяють ринковому впровадженню проекту, та факторів, що йому перешкоджають, ці фактори перераховані у таблицях 4.3 і 4.4 відповідно [44]. Фактори в таблиці подаються в порядку зменшення значущості.

Таблиця 4.3 - Фактори загроз

№ п/ п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1.	Складне економічне становище в країні	Брак коштів щодо реалізації програмного продукту	Зниження ціни
2.	Конкуренція	Створення аналогічного програмного забезпечення з дешевшою ціною	Зниження ціни

Таблиця 4.4 - Фактори можливостей

№ п/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1.	Розвиток програмного забезпечення	Створення і оновлення функцій, розширення можливостей	Реклама продукту

Фінальним етапом ринкового аналізу можливостей впровадження проекту є складання SWOT-аналізу - матриці аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities), SWOT-аналіз продемонстрований у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 - SWOT- аналіз стартап-проекту

Сильні сторони: - постійна он-лайн підтримка програмного забезпечення; - періодичне інформування користувача;	Слабкі сторони: - вимагає підключення до мережі Інтернет; - відсутність зацікавлення у незможних громадян;
Можливості:	Загрози:

- розвиток програмного забезпечення; - легкий доступ до програмного забезпечення;	- складне економічне становище в країні; - конкуренція.
--	--

4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту

Розроблення ринкової стратегії першим кроком передбачає визначення стратегії охоплення ринку: опис цільових груп потенційних споживачів. Вибір цільових груп потенційних споживачів проведений у таблиці 4.6 [44].

Таблиця 4.6 - Вибір цільових груп потенційних споживачів

№ п/п	Опис профілю цільової групи потенційних клієнтів	Готовність споживачів сприйняти продукт	Орієнтований попит в межах цільової групи	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу в сегмент
1.	Компанії, які виробляють електричну енергію	Повна готовність	Високий	Висока	Просто
2.	Інвестори	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто
3.	Державні органи влади	Часткова готовність	Високий	Помірна	Складно

Обрана цільова група: компанії, які виробляють електричну енергію.

4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту

Визначення ключових переваг концепції потенційного товару показано у таблиці 4.7 [44].

Таблиця 4.7 - Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

№ п/п	Потреба	Вигода, яку пропонує товар	Ключові переваги перед конкурентами
1.	Надійність та захищеність	Індивідуальний доступ (ключ) для кожного клієнта	Індивідуальний доступ
2.	Повнота даних	Аналіз даних по кожному об'єкту	Повнота даних по всім об'єктам ВДЕ
3.	Підтримка та оновлення	Створення і оновлення функцій, розширення можливостей	Врахування індивідуальних побажань клієнтів, перед кожним оновленням програмного забезпечення

Концепція, згідно з якою компанія ретельно обмірковує і координує роботу своїх численних каналів комунікації називається концепція маркетингової комунікації, вона продемонстрована у таблиці 4.8. Це робиться з метою вироблення чіткого, послідовного і переконливого уявлення у споживачів про продукт. Спрямована на інформування, переконання, нагадування споживачам та ринку в цілому про продукт і діяльність [44].

Таблиця 4.8 - Концепція маркетингової комунікації

№ п/п	Цільові групи	Канали комунікацій, якими користуються цільові клієнти	Ключові позиції, обрані для позиціонування	Завдання рекламного повідомлення	Концепція рекламного звернення
-------	---------------	--	--	----------------------------------	--------------------------------

		ти			
1.	Компанії, які виробляють електричну енергію	Інтернет	Надійність, повнота інформації	Зацікавити клієнтів	Зручність, надійність, достовірність

Продовження таблиці 4.8

2.	Інвестори	Інтернет	Надійність, повнота інформації	Зацікавити клієнтів	Зручність, надійність, достовірність
3.	Державні органи влади	Інтернет	Надійність, повнота інформації	Зацікавити клієнтів	Зручність, надійність,

Висновки до розділу

1. Розроблено стартап-проект, ідея якого полягає у створенні програмного забезпечення, яке буде направлено для використання операторами системи розподілу, електропередавальними компаніями або власниками суб'єктів ВДЕ, які зможуть планувати та прогнозувати вироблення енергії з ВДЕ.

2. Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту показав, що даний продукт вразливий до таких загроз як слабка купівельна спроможність громадян та посилена конкуренція, проте цим загрозам можна протистояти якщо знизити ціну на продукт.

3. Дослідження дозволило визначити, що найбільший попит серед всіх цільових груп матимуть компанії які генерують електроенергію з ВДЕ.

4. Огляд довів, що бар'єром для впровадження стартап-проекту буде відсутність зацікавлення у незаможних громадян та вимога до постійного підключення до мережі Інтернет.

5. Аналіз підтвердив, що підтримка проекту в режимі он-лайн і регулярне оновлення програмного продукту дає можливість бути комерційно привабливим цьому проекту для інвесторів і електрогенеруючих компаній.

ВИСНОВКИ

1. Виконано аналіз сучасного стану розвитку відновлюваної енергетики в Україні та встановлено, що країна має значний дефіцит енергоносіїв, рівень використання альтернативних джерел енергії в енергетичному балансі країни становить близько 3%. Проаналізувавши стан розвитку ВДЕ в умовах переходу до ринкових взаємовідносин, виявили можливі тенденції залежності ціни на електроенергії від режимів роботи і частки в балансі генерації відновлюваних джерел.

2. Виконано аналіз методик для розрахунку оптової ринкової ціни електроенергії, визначені її компоненти та складові, що дозволяє дослідити вплив збільшення частки генерації електроенергії з ВДЕ на ціну.

3. Проаналізовано можливість використання методів статистики для побудови прогнозу виробництва електричної енергії. Методи дозволяють врахувати вплив багатьох факторів при прогнозуванні генерації енергії з ВДЕ.

4. Проведено розрахунок з використанням методів множинної регресії та визначено основні фактори, що впливають на виробництво електричної енергії з ВДЕ. На основі цих факторів було побудоване регресійне рівняння, яке дає змогу прогнозувати виробництво енергії, при наявності добових даних можна досягти більшої точності.

5. Розроблено стартап-проект на основі виконаних досліджень. Ідея проекту полягає у розроблені програмного продукту, за допомогою якого можна буде прогнозувати виробництво енергії об'єктами відновлюваної енергетики. Виконано аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту та розроблено маркетингову програму стартап-проекту. Приведено можливі дії компанії з метою підви-

щення конкурентоспроможності. Розроблено стратегії ринкового впровадження проекту.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Veremiichuk Y. , Zamulko A., Zaichenko S., Mahnitko A., Berzina K., Zicmane I. Analysis of Electric Energy Supply Security Attached to Renewable Energy Sources Implementation. X International Conference on Electrical and Power Engineering EPE 2018 Iași, Romania. October 18-19, 2018
2. Веремійчук Ю.А., Замулко А. І., Норець М.О. Система управління безпекою постачання електроенергії. XVI Міжнародна конференція Контроль і управління в складних системах (КУСС-2018). С. 111
3. Гелетука Г.Г. Енергозабезпечення України: погляд у 2050 р. / Г.Г. Гелетука, Т.А. Желєзна, М.М. Жовмір та ін. // Зелена енергетика. – 2003. – № 4 (12). – С. 4-10.
4. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. від 24.07.2013 [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13>
5. Закон України про альтернативні джерела енергії [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/555-15>
6. Закон України про ринок електричної енергії [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>
7. Аналіз тарифо- та ціноутворення на електроенергію у країнах ЄС та ОЕСР [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/10/3.-Taryfo_tsinoutv_elektroen.pdf
8. Огляд діяльності реформованих ринків електроенергії та тенденції ціноутворення на ринках електроенергії країн ОЕСР та Європейського Союзу

- [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/6.-Rynky-elektroenergiyi.pdf>
9. Smart Energy Demand Coalition (SEDC) [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.smartenergydemand.eu/>
 10. «Наукові засади організаційно-економічного механізму управління розвитком відновлювальної енергетики» / Курбатова Т.О. Сумський державний університет
 11. Jacobs D. Feed-In Tariffs and Other Support Mechanisms for Solar PV Promotion / D. Jacobs, B. Sovacool // Renewable Energy. – 2012. – V. 1. – P. 73–109
 12. Haas R. A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries / R. Haas, C. Panzer, G. Resch et al. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2011. – V. 15. – P. 1003–1034.
 13. Schallenberg-Rodriguez J. Fixed feed-in tariff versus premium: A review of the current Spanish system / J. Schallenberg-Rodriguez, R. Haas // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2012. – V. 16 (1). – P. 293–305.
 14. Bertoldi P. Tradable certificates for renewable electricity and energy savings / P. Bertoldi, T. Huld // Energy Policy. – 2006. – V. 34. – P. 212–222
 15. Стан і перспективи розвитку малої гідроенергетики, сонячної, вітрової та інших джерел поновлюваної енергії зарубіжних країн та України / Аналітичні матеріали / Режим доступу: <https://ua.energy/mediya/galereya/analitichni-materialy/>
 16. М.А.Юдін. Механізм формування вартості електроенергії в енергосистемі України: інструментарій обліково-аналітичного забезпечення [моногр.] / М.А. Юдін, С.В.Філіппова, А.В.Левицька. – Одеса: ОНПУ, 2014. – 151 с.
 17. Левицька А.В. Механізм ціноутворення в секторі виробництва електроенергії: ринковий підхід [моногр.] / А.В. Левицька – Одеса: Пальміра, 2009. – 84 с.

- 18.Постанова про затвердження порядку формування прогнозованої оптової ринкової ціни електричної енергії [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0428-16>
- 19.Щодо затвердження на січень 2009 року роздрібних тарифів на електроенергію з урахуванням граничних рівнів тарифів при поступовому переході до формування єдиних роздрібних тарифів для споживачів на території України: постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1440 від 23.12.2008 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/GK17614.html.
- 20.Курбатова Т.А. Особенности функционирования «зеленого» тарифа в Украине / Т.А. Курбатова, И.Н. Сотник // Молодежь и наука: реальность и будущее: материалы V Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (22 мая, 2013 года, г. Кемерово). – Кемерово, 2013. – С. 187–191.
21. Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні // Звіт в рамках проекту «Секретаріат та Експертний хаб з енергоефективності», що впроваджується Програмою розвитку ООН в Україні за підтримки Уряду Республіки Словачія та сприяння Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарств в Україні // березень 2017 р. – 36 с.
- 22.Lukosevicius V. Capacity Building for Sustainable Energy Regulation in Eastern Europe and Central Asia / V. Lukosevicius, L. Werring. – Budapest: ERRA, 2011. – 113 p
- 23.Prokip A. Rozwój energetyki odnawialnej jako determinanta podwyższenia konkurencyjności podmiotów gospodarczych i bezpieczeństwa energetycznego w regionie [A. Prokip, R. Kolisnyk] // Konkurencyjność podmiotów gospodarczych i jej determinant, [pod red. A. Limanskiego, R. Milic-Czerniak]. – Katowice: WSZMiJO, 2013. – 590 p.
- 24.Курбатова Т.А. Экономические перспективы и проблемы развития сектора жидкого биотоплива в Украине / Т.А. Курбатова, И.Н. Сотник // Научный

- вестник Московского государственного горного университета. – 2013. – №11 (44) / Международная конференция "Экология. Природопользование. Экономика". – С. 126–133.
- 25.Рожко А.О. Економічне співробітництво України та ФРН у сфері відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії / А.О. Рожко. – Тернопіль, 2011. – 311 с.
- 26.Handbook on renewable energy sources [Electronic resource] // ENERSUPPLY. – 2011. – Mode of access: http://www.ener-supply.eu/downloads/ENER_handbook_en.pdf.
- 27.Прокип А.В. К вопросу о классификации энергетических ресурсов / А.В. Прокип // Экономика природопользования. – 2014. – № 4. – С. 49–58.
- 28.Bechberger M. Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states / M. Bechberger, D. Reiche // Energy Policy. – 2004. – V. 32. – P. 834–843.
- 29.Renewables. Global Status Report [Electronic resource] // REN21. – 2015. – Mode of access: http://gbpp.org/wp-content/uploads/2015/09/GSR2015_KeyFindings_lowres.pdf
- 30.Bloomberg new energy finance. Global trends in renewable energy investment: 2015 key findings / Bloomberg new energy finance. – Frankfurt am Main: BNEF, 2015. – 16 с.
- 31.Leading countries in installed renewable energy capacity worldwide in 2014 [Electronic resource] // Statista. – 2014. – Mode of access: <http://www.statista.com>.
- 32.Курбатова Т.А. Мировые тенденции инвестирования в сектор возобновляемой энергетики / Т.А. Курбатова, И.Н. Сотник // Экономически эффективные и экологически чистые инновационные технологии: материалы международной научно-практической конференции (18 декабря 2013 года, г. Москва). – Москва, 2013. – С. 77–81.

33. Kurbatova T. State and economic prospects of developing potential of nonrenewable and renewable energy resources in Ukraine / T. Kurbatova, H. Khlyap // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2015. – V. 52. – P. 217–226.
34. Досужева Е.Е. Методический подход к оценке эффективности инвестиционных проектов / Е.Е. Досужева, Ю.В. Кириллов // *Инновационное развитие экономики: предпринимательство, образование, наука*. – 2013. – № 1. – С. 72–76.
35. Azzabi A. Manual for Evaluation of Industrial Projects / A. Azzabi, A. Rahman Khane. – Vienna: UNIDO, 1986. – 151 с.
36. Projected Costs of Generating Electricity [Electronic resource] // IEA, 2010. – Mode of access: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf
37. Ширяев А.О. Критерії загальної оцінки ефективності інвестиційних проектів / А.О. Ширяев. // *Збірник наукових праць МННЦ ІТiС*. – 2012. – № 12. – С. 95–100.
38. Brooks A. Capital Budgeting Decision Models / A. Brooks // *Financial Management: Core Concepts* / A. Brooks. – New York: Pearson Education, 2013. – С. 277–332.
39. «Ціна сонячної енергії: глобальна дефляція» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://rentechno.ua/ua/blog/re-power-cost.html>
40. Veremiichuk Y., Prytyskach I., Yarmoliuk O., Varfolomejeva R. Mahnitko A. Analysis of the results of optimal energy consumption planning for residential complex energy hub. 58th International Scientific Conference of *Riga Technical University on Power and Electrical Engineering* (RTUCON2017). Latvia, Riga, Riga Technical University, 12–14 October 2017. Pp. 1–6. DOI: [10.1109/RTUCON.2017.8124817](https://doi.org/10.1109/RTUCON.2017.8124817)
41. R. Huisman, C. Huurman, and R. Mahieu, “Hourly electricity prices in day-ahead markets”, *Energy Economics*, vol. 29, no. 2, pp. 240-248, 2007.
42. M. Ventosa, A. Baillo, A. Ramos, and M. Rivier, “Electricity Market Modeling Trends”, *Energy Policy*, vol. 33, no. 7, pp. 897-913, 2005.

43. Tesla.com, “Powerwall — Energy Storage for a Sustainable Home”, available at: <https://www.tesla.com/powerwall>, accessed: Oct. 6, 2016.
44. Розроблення стартап-проекту: Методологічні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. Ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28с.